

Relatório da Administração

Senhores e senhoras 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 2022. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados consolidados em relação ao exercício de 2021, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

O ano de 2022 foi marcado pelo fim das medidas mais restritivas em relação à pandemia de covid-19 e pelas crescentes preocupações em relação aos impactos da guerra entre Rússia e Ucrânia para a economia mundial. No Brasil, o fraco desempenho econômico e a tensão com o período eleitoral foram compensados por uma melhora significativa das condições hidrológicas já no início do ano e a consequente redução dos preços de energia no mercado de curto prazo, fato que permaneceu ao longo de todo o período.

Para o consumidor, no entanto, isso não se refletiu em redução imediata nas tarifas. Os custos elevados do ano anterior ainda estavam sendo repassados nos reajustes tarifários e a bandeira "escassez hídrica" manteve-se vigente até o mês de abril. O fim da bandeira, combinado à redução da alíquota de ICMS, resultou em menores tarifas no 2º semestre, o que contribuiu para o controle da inadimplência.

Outro movimento relevante foi o crescimento expressivo da instalação de painéis solares (mini e microgeração distribuída), incentivado pela promulgação da Lei 14.300/22, que estabeleceu uma fase de transição após um ano de sua vigência, para que os subsídios comecem a ser reduzidos. Essa determinação gerou um elevado número de pedidos de instalação, especialmente nos últimos meses de 2022.

Nesse contexto, o grupo CPFL Energia continuou ativo na busca do crescimento sustentável, a fim de gerar valor e beneficiar seus *stakeholders*. Registramos recorde de investimentos, alcançando a cifra de R\$ 5,8 bilhões, para melhor performance de nossos ativos de distribuição, a partir da ampliação de redes e da implementação de novas tecnologias, a fim de continuar oferecendo um serviço de qualidade a nossos clientes. Investimos ainda na manutenção de nossas usinas e em reforços e melhorias nas nossas redes de transmissão, sempre visando a excelência na gestão operacional.

Ainda em relação aos investimentos, é importante destacar a entrada em operação da CPFL Maracanaú, empreendimento composto por uma nova subestação de energia e aproximadamente 2 km de linhas de transmissão, localizado no Estado do Ceará, com RAP de R\$ 7,9 milhões para o ciclo 2022-2023.

No segmento de transmissão, vale destacar ainda que 2022 foi o ano de consolidação de nossa última aquisição, a CPFL Transmissão. O processo de *turn around*, que se iniciou em outubro de 2021, rendeu ótimos frutos, tais como a substituição das dívidas em dólar por uma debênture com custo nos padrões do grupo CPFL Energia. Fizemos ainda uma gestão dos contratos e um plano de aposentadoria, que já permitem observar redução no PMSO, e identificamos novas oportunidades de investimentos em reforços e melhorias, que estão em processo de aprovação junto ao órgão regulador. Finalizamos também o processo de deslistagem das ações da CPFL Transmissão na B3, a partir do qual a CPFL Cone Sul passou a deter 100% das ações de emissão da CPFL Transmissão.

Ainda no tema crescimento, em setembro de 2022, a CPFL Geração exerceu seu Direito de Preferência para adquirir 3,4% das ações da UHE Campos Novos (Enercan). Com isso, passamos a deter 52,12% do projeto e seu controle efetivo. Destaque também para o contrato assinado pela CPFL Soluções para o Projeto Allegra, que irá revitalizar o estádio do Pacaembu, na cidade de São Paulo, transformando-o em um grande centro de entretenimento e lazer; o projeto tem um CAPEX estimado de R\$ 70 milhões e contrato de O&M de R\$ 300 milhões por 15 anos. Nossa atuação se expandiu também na área financeira, com a Alesta, *fintech* do grupo, que agora oferece crédito a clientes das áreas de concessão da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga e da CPFL Santa Cruz. Em breve, estaremos também na RGE.

As perspectivas para os próximos anos também são positivas. No final de 2022, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou o novo Plano de Investimentos 2023-2027 do Grupo, que prevê a destinação de R\$ 25,4 bilhões para os negócios já existentes, com destaque para R\$ 20,6 bilhões no segmento de distribuição e R\$ 3,2 bilhões na transmissão.

No âmbito ESG, houve o lançamento do Plano ESG 2030, uma evolução do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, que estabeleceu 23 compromissos, organizados em quatro pilares, integrados ao Planejamento Estratégico da Companhia. São indicadores e metas para proteção, otimização e criação de valor nos negócios, considerando impactos e riscos econômicos, operacionais, sociais e ambientais. Destaca-se o compromisso de neutralidade de carbono já a partir de 2025 e a redução de 35% nas emissões totais até 2030.

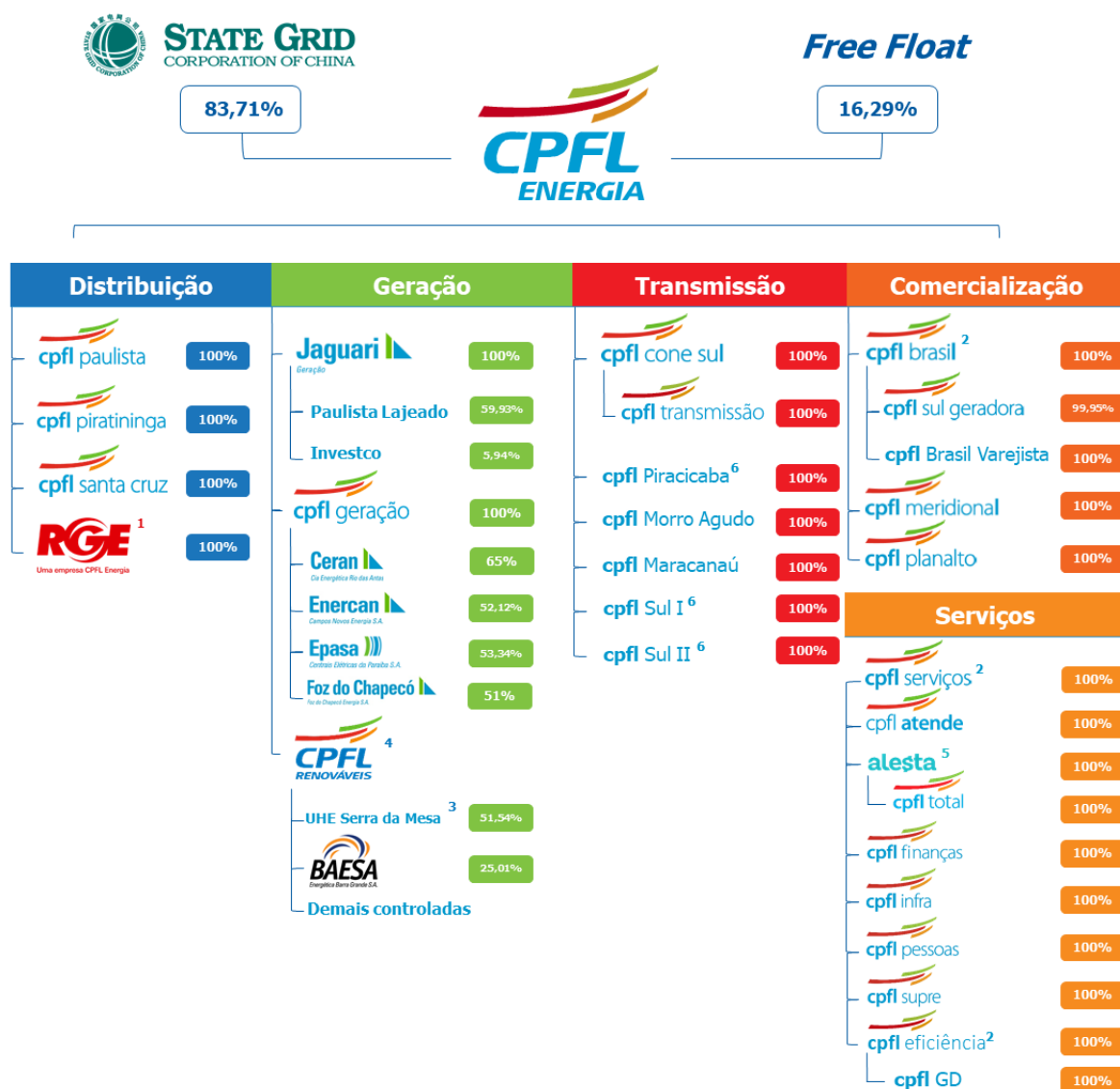
Cabe citar ainda a obtenção da certificação ISO 37.001, referente ao sistema de gestão antissuborno, que tem como objetivo auxiliar as empresas a combater o suborno por meio de uma cultura de integridade, transparência e cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis. Além disso, as ações da Companhia se mantiveram na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE da B3, ficando em 3º lugar no ranking geral do processo de seleção do índice.

Já a disciplina financeira, que sempre foi característica marcante da CPFL Energia, mais uma vez direciona nossas decisões de alocação de capital. Em relação ao resultado de 2021, foi possível realizar o pagamento de R\$ 4,5 bilhões em dividendos aos acionistas, no período entre dezembro de 2021 e dezembro de 2022, alcançando um *payout ratio* de 100%.

Por fim, 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. Para 2023, seguimos confiantes em nossa jornada de crescimento nesse setor tão importante para a sociedade brasileira.

Organograma societário (simplificado)

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



Base: 31/12/2022

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%).
- (6) 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 2022 começou sob os auspícios de uma nova onda global de Covid-19, causada pela variante Ômicron. A variante se mostrou muito mais transmissível, porém menos letal (para a população vacinada). Sua ampla disseminação, concomitante à elevação da vacinação, levou à forte redução das restrições de circulação, mundo afora. Assim, a pandemia se tornou uma questão de menor impacto econômico.

Mas, isso não significou imediata normalização da economia. Ao desequilíbrio das cadeias produtivas já existente no início de 2022 se somou um novo choque, trazido pela invasão da Ucrânia pela Rússia. Os temores com relação à disponibilidade de grãos, metais e energia decorrentes do conflito elevou sobremaneira os preços das principais commodities.

Por seu turno, a retomada das atividades pós-pandemia impulsionou o consumo de serviços e o mercado de trabalho, repercutindo sobre o consumo de forma geral.

Assim, ao mesmo tempo em que a demanda permaneceu elevada, a oferta continuou negativamente impactada pelas discontinuidades nas cadeias de insumos e pela guerra. A inflação global se tornou uma grande preocupação ao longo do ano.

Nessas circunstâncias, os principais bancos centrais mundiais promoveram um aperto sincronizado e significativo de condições monetárias - que, a julgar pelas sinalizações apresentadas nos mais recentes comunicados das autoridades, tenderá a se estender para os primeiros meses de 2023.

No último trimestre do ano, a atividade econômica começou a mostrar os primeiros sinais de desaceleração, bem como a inflação. Esta última tem sido beneficiada, além da desaceleração da atividade, pela progressiva normalização das cadeias produtivas e de arranjos alternativos que minimizaram os impactos do conflito russo-ucraniano sobre a oferta de commodities.

Já o Brasil foi beneficiado pela alta de preços de commodities no mercado internacional em duas frentes. A primeira foi nas contas externas: as exportações cresceram 19,3% em relação a 2021, o que nos levou a um novo recorde de balança comercial (superávit de US\$ 62,3 bilhões), mesmo com expressiva expansão das importações (24,3%). O bom desempenho da balança comercial colaborou para manter em patamar confortável o déficit em transações correntes e os indicadores de endividamento externo.

O segundo benefício trazido pelos preços mais altos de commodities foi o aumento da arrecadação federal associada ao setor extrativo mineral. Impulsionadas pela forte alta das cotações internacionais do minério de ferro (2021) e do petróleo (2022), essas receitas atingiram 1,8% do PIB em 2021 e deverão chegar a 2,6% em 2022 - cifras bastante superiores à média de 0,9% do PIB observada no decênio 2011-2020. De fato, a elevação dessas receitas foi decisiva para fazer com que o setor público consolidado brasileiro voltasse a registrar superávits primários em 2021 e 2022 - algo que não se observava desde 2013.

Contudo, tais surpresas proporcionaram espaço para aumento dos gastos e desonerações. Nesse contexto, é importante notar que as incertezas envolvendo a sustentabilidade fiscal brasileira já vêm em alta desde o final de 2021, quando a principal regra fiscal em vigor - o teto de gastos federal - foi alterada para viabilizar a expansão de despesas pela União em pleno ano eleitoral. Além da aprovação da PEC dos Precatórios ainda em 2021 (que alterou a forma de correção do teto de gastos e postergou, para 2027, o pagamento de um volume de precatórios estimado em R\$ 150 bilhões a R\$ 200 bilhões), tivemos a aprovação da PEC "Kamikaze" em 2022 (que permitiu, dentre outras coisas, o aumento do valor do benefício pago pelo programa Auxílio-Brasil entre agosto e dezembro de 2022).

Do lado receitas, tivemos as diversas desonerações de tributos determinadas pelo governo federal ao longo de 2022, tais como a redução do IPI sobre vários produtos (que diminuiu as receitas primárias em cerca de 0,3% do PIB, em termos anualizados), do PIS/Cofins sobre combustíveis (que gera perda de receita da ordem de 0,5% do PIB ao ano) e do ICMS sobre

energia elétrica, combustíveis, telecomunicações e transporte público urbano (que reduz a arrecadação em 0,8% do PIB ao ano).

Esta combinação gerou forte deterioração das perspectivas para o endividamento público. Boa parte dos analistas passou a prever alta expressiva da razão dívida/PIB ao longo da década atual (partindo de um nível em 2022 já relativamente elevado para uma economia emergente). Vale ressaltar que essa deterioração também foi claramente notada nos juros cobrados sobre títulos públicos brasileiros de médio e longo prazo em moeda local: até o final de 2020, os juros reais pagos por tais papéis oscilavam entre 4% e 4,5% a.a., tendo saltado para o intervalo de 5,5% a 6% a.a. já no final de 2021 e superado os 6% a.a. ao final de 2022.

Estas incertezas com relação à sustentabilidade fiscal foram responsáveis, em larga medida, por manter a taxa de câmbio mais pressionada no segundo semestre de 2022 – notando que a taxa chegou a recuar a R\$ 4,76/US\$ em abril, antes da PEC “Kamikaze” e desonerações. Em julho, o câmbio chegou a R\$ 5,37/US\$, voltando a oscilar em torno de R\$ 5,25/US\$ nos meses seguintes. Essa pressão sobre o câmbio ocorreu a despeito da forte alta dos juros reais e dos bons resultados das contas externas (forças que colaborariam para apreciação da moeda).

Por outro lado, as desonerações permitiram uma expressiva descompressão da inflação, especialmente no segundo semestre do ano, quando se registrou deflação na comparação mensal por três meses consecutivos (jul-set). Assim, a despeito de ter atingido 12,1% no acumulado em 12 meses até abril, a inflação encerrou o ano de 2022 em 5,8%. Apesar de se situar pelo segundo ano consecutivo acima do teto da meta, está bastante abaixo da taxa de 10,1% registrada no ano anterior e do que teria sido sem as medidas de desoneração (2 a 2,5 p.p. abaixo).

A atividade econômica também se beneficiou do impulso fiscal, especialmente na segunda metade do ano. O primeiro semestre foi marcado pela forte expansão do mercado de trabalho e aumento do consumo, especialmente dos serviços prestados às famílias (reflexo da retomada pós-pandemia), o que garantiu uma expansão de 1,4% em relação ao encerramento de 2021. Já as medidas de desoneração e gastos consolidaram a expansão da renda real (pelo Auxílio Brasil turbinado, consignado do Auxílio Brasil, queda da inflação, entre outros) e garantiram uma expansão do PIB no terceiro trimestre do ano, a despeito dos efeitos negativos da contração monetária já começarem a se fazer sentir e que devem ter levado o PIB a registrar um leve recuo na margem, no quarto trimestre.

Ambiente regulatório

As principais alterações da regulação setorial de 2022 no **segmento de distribuição** são destacadas a seguir:

1) Cadastramento Automático na Tarifa Social de Energia Elétrica

A partir de janeiro de 2022, de acordo com a Lei nº 14.203/2021, regulamentada por meio da Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 953/2021, iniciou-se o cadastramento automático das famílias enquadradas nos critérios para recebimento do benefício Tarifa Social. Até então existiam consumidores que possuíam as condições para recebimento da Tarifa Social, mas, por algum motivo como desconhecimento sobre o direito ao benefício ou dificuldade de deslocamento, nunca solicitaram o benefício às distribuidoras.

2) Abertura do Mercado, Regras para o Mercado de Energia e Aperfeiçoamento na Gestão de Contratação de Energia por Distribuidoras

No decorrer do ano de 2022 diversas foram as discussões acerca do tema liberalização de mercado, seus desdobramentos e regulamentações prévias necessárias para sua sustentabilidade.

Em janeiro de 2022, conforme requisitado na Portaria Ministerial nº 465/2019, foi publicado pela ANEEL o resultado da Tomada de Subsídios nº 10/2021, por meio da Nota Técnica nº 10/2022–SRM/ANEEL, com o mapeamento das medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW. Em conjunto com a Nota Técnica da CCEE, intitulada “Proposta conceitual para Abertura de Mercado”, publicada em setembro de 2021, estes estudos seriam base para discussão técnica da abertura de mercado.

O tema também foi amplamente discutido no âmbito legislativo, com os projetos de lei (PLs) nº 414/2021 e nº 1917/2015. Apesar da intenção de votação do PL nº 414/21 ainda no ano de 2022, o tema sofreu 103 propostas de emendas na Câmara de Deputados, sendo algumas delas com assuntos controversos no setor, o que dificultou sua tramitação em conjunto com o período de resseso eleitoral do poder legislativo.

Com a perspectiva de não votação dos PLs no ano 2022, o MME optou por realizar discussão pública sobre a abertura de mercado através de portarias ministeriais. Desta forma, foram instauradas as Consultas Públicas MME nº 131/2022 e nº 137/2022, com proposição de abertura de mercado de todo o Grupo A a partir de janeiro de 2024 e abertura escalonada do Grupo B entre janeiro de 2026 e janeiro de 2028.

Após discussões públicas realizadas pelo MME, foi publicada apenas a Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, que definiu a abertura de mercado para todo o Grupo A, independente da carga associada. Já a abertura de mercado do Grupo B por portaria ainda será avaliada pela nova equipe do MME ou continuada via tramitação dos PLs existentes, o que vier a ocorrer primeiro.

Em paralelo, ao longo de 2022, a ANEEL vem discutindo e aprimorando temas afetos à abertura de mercado, na busca de robustecer a regulamentação para o mercado de energia, como por exemplo: critérios de entrada, manutenção e saída de agentes no mercado de energia, garantias financeiras, monitoramento de mercado e a figura do comercializador de energia.

3) Gestão da Contratação de Energia por Distribuidoras

Em abril de 2022, através da REN nº 1.018, a ANEEL aprimorou o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN), destinado ao processamento de gestão da contratação de energia elétrica por distribuidoras. O regulamento, que altera a REN nº 1.009, de 22 de março de 2022, visa a otimizar o Mecanismo para obter melhores resultados no equilíbrio entre distribuidoras com déficits e sobras de energia em relação ao mercado.

Além disso, a ANEEL incluiu os MCSDEN A-6 e A-7 na nova norma, excepcionalizou a realização do MCSDEN A-6 no ano de 2022, tendo em vista a previsão de realização de leilão em agosto de 2022, e deu tratamento para o princípio do máximo esforço por parte da distribuidora para adequar o seu nível de contratação.

Em novembro de 2022, a ANEEL aprovou ainda o aperfeiçoamento do repasse tarifário dos produtos mensais e plurianuais do Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), com o aperfeiçoamento do Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). O tema foi debatido na Consulta Pública nº 72/2021, que recebeu contribuições de 1º de dezembro de 2021 a 31 de janeiro de 2022. Pela decisão, o repasse para produtos plurianuais (bienais, trienais, quadrienais e quinquenais) seguirá a mesma metodologia dos produtos anuais, definida na REN nº 955/2021. Para produtos mensais, deverá ser observada a metodologia estabelecida nessa mesma Resolução para produtos trimestrais e semestrais.

4) Conta Escassez Hídrica – Empréstimo Setorial

A Conta Escassez Hídrica foi criada para auxiliar o setor elétrico diante dos custos decorrentes do cenário de baixa hidrologia e de aumento da geração termelétrica registrados ao longo de 2021. Conforme determinado pela Medida Provisória nº 1.078/2021 e pelo Decreto nº 10.939/2022, a conta foi estruturada por atuação conjunta entre o MME, o Ministério da Economia (ME) e a ANEEL, onde a operação foi contratada e é administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A iniciativa permitiu a postergação e parcelamento dos impactos tarifários decorrentes do período de crise hidrológica, não impactando imediatamente as contas de energia. Dessa forma, os eventuais aumentos na tarifa, necessários diante da situação, foram diluídos em 54 meses, prazo de liquidação do empréstimo.

Conforme aprovado pelo Despacho nº 1.177, de 3 de maio de 2022, a CPFL Energia fez uso do limite máximo de empréstimo, que totalizou R\$ 798,7 milhões. O custo da operação de financiamento foi divulgado oficialmente pela CCEE e instituições financeiras, que tendo uma taxa de juros equivalente a CDI + 2,8% a.a. de remuneração, 2,5% de estruturação sobre o valor total da operação (R\$ 5,3 bilhões) e 0,9% a.a. de compromissos sobre montantes não desembolsados.

5) Repasse da CDE para Modicidade Tarifária

A ANEEL aprimorou a regulamentação dos dispositivos da Lei nº 14.182/2021 (Capitalização da Eletrobras) que trataram sobre a modicidade tarifária. A REN ANEEL nº 1.049, de 22 de novembro de 2022, prevê o repasse de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), resultantes da capitalização da Eletrobras, para atenuar os índices de reajustes tarifários das distribuidoras de energia.

Ao longo de 2022, foi realizado o aporte e correspondente repasse às distribuidoras, em um montante total de R\$ 5,274 bilhões, o que ajudou a reduzir, em média, as tarifas dos consumidores brasileiros em 2,3% de acordo com a ANEEL.

6) Sinal Locacional TUST e TUSDg

Em junho de 2022, a ANEEL aprovou aprimoramento dos procedimentos de regulação relativos ao sinal locacional das TUST e TUSD. Com a aprovação da REN nº 1.041, de 20 de setembro de 2022, a ANEEL sinaliza mudança regulatória amplificando o sinal locacional das tarifas de transmissão de forma gradual entre 2023 e 2028.

No entanto, foi aprovado na Câmara dos Deputados o Projeto de Decreto Legislativo nº 365/2022, que visa sustar os efeitos de decisão da Agência. O projeto foi enviado para apreciação do Senado Federal, onde o projeto aguarda inclusão na ordem do dia.

7) Projetos de Sandboxes Tarifários

Em continuidade ao definido na REN nº 996/2021, em maio de 2022, a ANEEL aprovou, por meio do Despacho nº 1.291/2022, o projeto de Governança dos Sandboxes Tarifários executado pela CPFL Paulista, empresa líder, de forma cooperada com outras 31 distribuidoras. O projeto será responsável por consolidar as análises de subprojetos pilotos de experimentação tarifária no setor elétrico brasileiro.

Concomitantemente, foi aberta a 1ª Chamada Pública de Sandboxes Tarifários, convidando as distribuidoras a apresentarem projetos-pilotos sobre experimentação de novas tarifas e outros projetos que envolvem faturamento dos consumidores de energia. A primeira chamada pública foi aberta em 29 de agosto de 2022 e serão aceitas propostas de projetos para avaliação até o dia 10 de fevereiro de 2023.

8) Aperfeiçoamento da REN 1.000/21 e REN 950/2021

Em julho de 2022, a diretoria da ANEEL decidiu conceder alteração de prazo em três artigos (64, inciso III; 257 e 598) da Resolução nº 1.000/2021, que consolidou 64 resoluções da ANEEL, relativas aos direitos e deveres dos consumidores e demais envolvidos com o fornecimento de energia elétrica. Os prazos alterados se referem a instrução de processos sobre defeito na medição e irregularidade (arts. 257 e 598) e emissão do orçamento de conexão (Art. 64, III).

Já em setembro de 2022, foi aprovado pela ANEEL o aprimoramento das RENs nº 950 e nº 1.000, de 2021. As alterações se deram em função da publicação dos Decretos nº 11.016 e nº 11.034 de 2022, que tratam, respectivamente, da regulamentação do Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal e do estabelecimento de diretrizes e normas sobre o Serviço de Atendimento ao Consumidor.

Em novembro de 2022, foi promovida pela ANEEL a alteração da REN nº 1.000/2021 e o Submódulo 2.7 e 2.7A dos PRORET para regular a Lei nº 11.445/2007, com redação dada pela Lei nº 14.026/2020, que traz a possibilidade de cobrança, por meio da fatura de energia elétrica, de taxas ou tarifas decorrentes da prestação de serviço de limpeza urbana e de manejo de resíduos sólidos.

9) Programa Resposta da Demanda

O Programa de Resposta da Demanda, que abre a possibilidade de redução ou deslocamento voluntários da demanda de energia elétrica por grandes consumidores, começou a funcionar como programa estrutural no setor elétrico a partir de 1º de outubro de 2022. Aprovado pela ANEEL, o mecanismo passa a ser utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para gestão dos recursos e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). O programa é opcional, voltado a consumidores livres ou potencialmente livres.

10) Regulamento para Procedimentos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – PROPDI

A ANEEL aprovou, em outubro de 2022, o aprimoramento dos Procedimentos para Regulação do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PROPDI) da ANEEL. O novo regulamento passará a vigorar a partir de 1º de julho de 2023. O objetivo da revisão foi criar um ambiente favorável à inovação no setor elétrico. A principal mudança estrutural em relação aos procedimentos anteriores regulados pela ANEEL é que a Inovação é a principal finalidade do PROPDI, que utilizará como meio os instrumentos pertinentes de pesquisa e desenvolvimento já regulados, acrescidos de outros que possam representar novas formas de aplicação, tais como startups.

11) Micro e Mini Geração Distribuída

Em 7 de janeiro de 2022, foi publicada, com vetos presidenciais, a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, a qual instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), além de outras providências.

A Lei nº 14.300/2022 trouxe comandos que diferem da norma da ANEEL em vigor e precisam ser regulamentados. Entre eles, estão:

- Custeio na CDE para uso da energia compensada. O SCEE em vigor permite que o consumidor com micro ou minigeração distribuída não pague diretamente custos para utilizar a rede elétrica quando obtém de volta a energia equivalente à injetada em momento anterior. Esses custos são compartilhados entre todos os consumidores na tarifa de energia elétrica, como um subsídio. Com a Lei nº 14.300/2022, a CDE passa a englobar temporariamente esses custos incidentes sobre a energia elétrica compensada. Os consumidores do ambiente regulado pagarão por esse custeio na CDE. Esta questão específica é objeto da Consulta Pública nº 50/2022, aberta até 12 de dezembro de 2022.
- Regra especial para adesões até 6 de janeiro de 2023. Qualquer consumidor com micro ou minigeração existente ou que solicitem a conexão com a rede de distribuição até 6 de janeiro de 2023 terá isenção completa da TUSD até 2045. Nesse período, o custo desses consumidores continuará a ser rateado na tarifa dos consumidores, conforme a localização dos micro e minigeradores e a área de concessão de cada distribuidora. A ANEEL deverá divulgar regularmente o valor desse subsídio implícito.
- Redução progressiva do custeio da TUSD. Para consumidores que solicitem a conexão com a rede de distribuição após 6 de janeiro de 2023, a Lei nº 14.300/2022 cria um período de transição com redução progressiva do custeio da TUSD, até a entrada em vigor da regra definitiva quanto ao tema em 2029. A partir dessa data, as unidades consumidoras no SCEE ficarão sujeitas à incidência das componentes tarifárias não associadas ao custo da energia sobre a quantidade compensada, abatidos os benefícios a serem valorados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e os cálculos feitos pela ANEEL em 18 meses após a publicação da Lei 14.300/2022.

A Lei nº 14.300/2022 apresenta ainda outros dispositivos que dependem de regulamentação da ANEEL para se tornarem efetivos. Entre eles, estão:

- Conexão de micro ou minigeração distribuída com sistemas de armazenamento. É necessário estabelecer parâmetros técnicos dos sistemas de armazenamento para assegurar o funcionamento da rede elétrica e garantir o funcionamento do SCEE a partir de fontes renováveis.
- Garantia de fiel cumprimento. A Lei nº 14.300/2022 traz obrigação de apresentação de garantia prévia à conexão para centrais geradoras acima de 500 quilowatts (kW). A viabilização do comando legal demanda a definição de critérios, modalidades e condições para a apresentação da garantia.
- Compensação fora da área de permissão. A ANEEL deve normatizar como se dará a compensação, pelas concessionárias de distribuição, de excedentes gerados em unidade consumidora conectada a uma permissionária.
- Faturamento do período de transição. É preciso definir como ele ocorrerá nos casos de compensação de centrais geradoras que se não enquadrem nas condições indicadas na lei.

Em julho de 2022, o Congresso Nacional derrubou os dois vetos presidenciais a dispositivos da Lei. Um desses dispositivos autoriza a inclusão de projetos no Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) e o outro permite classificar como micro ou minigeradores unidades flutuantes de geração fotovoltaica instaladas sobre reservatórios de hidrelétricas, represas e lagos naturais e artificiais.

A ANEEL durante o ano de 2022 abriu uma série de discussões públicas para debater a regulamentação do tema, estando entre elas as Consultas Públicas nº 31/2022, nº 50/2022 e

nº 51/2022, que tratavam respectivamente da regulamentação os artigos 21 e 24 da Lei nº 14.300 (sobrecontratação involuntária), regulamentação dos aspectos econômicos da Lei nº 14.300/2022 e adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, em função das disposições estabelecidas na Lei nº 14.300/2022.

Em dezembro de 2022, houve uma movimentação legislativa que previa alterar a recém-criada Lei nº 14.300/2022, com o objetivo de acrescentar prazo em que pode ser protocolada solicitação de acesso na distribuidora sem que sejam aplicadas novas regras tarifárias menos vantajosas às unidades de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica, bem como incluir empreendimentos de PCH no sistema de compensação. PL nº 2703/2022 foi aprovado na câmara de deputados em 06 de dezembro de 2022, sendo remetido para análise do Senado Federal.

Por meio da Resolução Homologatória (REH) nº 3.169/2022, a ANEEL publicou os percentuais de redução a serem aplicados na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e na Tarifa de Energia – TE para estabelecimento da tarifa de aplicação utilizada no faturamento do consumo associado ao SCEE, tendo vigência a partir de 08 de janeiro de 2023.

12) Devolução de Tributos PIS/COFINS sobre ICMS nas Tarifas

A Lei nº 14.385/2022 definiu a devolução de valores advindos de ações judiciais transitadas em julgado que estabeleceram a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Cofins cobrado na conta de energia.

A ANEEL já vinha realizando a devolução de tributos de forma excepcional desde 2021, nos termos do Despacho nº 361/2021. Antes da publicação da Lei, em processos tarifários realizados entre 2021 e 2022, a Agência já considerava que, diante de situações excepcionais, poderiam ser utilizados parte dos créditos de PIS/Cofins.

Mesmo com a devolução excepcional já realizada, havia a necessidade do repasse do residual até o momento da aprovação da Lei. Assim, a ANEEL conduziu uma série de Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTEs), sobre as quais a CPFL Santa Cruz e a CPFL Paulista tiveram novas tarifas definidas, promovendo a atenuação dos índices anteriormente homologados, para considerar a devolução de valores advindos de ações judiciais transitadas em julgado.

13) Transferência de Saldo da Conta de Comercialização de Itaipu para Distribuidoras

Em atendimento ao Decreto nº 11.027/2022 a ANEEL aprovou o repasse do saldo positivo da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu para distribuidoras, a fim de minimizar o impacto dos reajustes tarifários em 2022. Somente foram beneficiadas as concessionárias localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e que não são integralmente supridas por outras concessionárias, ou seja, concessionárias que possuem cotas-parte de montantes de Potência Contratada e de Energia Elétrica da Usina Hidrelétrica de Itaipu.

14) Alteração do ICMS - Lei Complementar 194/2022

A Lei Complementar nº 194/2022 trouxe mudanças no Código Tributário Nacional (CTN – Lei nº 5.172/1966) e na Lei Kandir (Lei Complementar nº 87/1996), determinando a aplicação de alíquotas de ICMS pelo piso (17% ou 18%) de combustíveis, energia elétrica, comunicações e transporte coletivo.

Com a Lei, houve o reconhecimento da essencialidade da energia elétrica, vedação da fixação de alíquotas do ICMS em patamar superior ao da alíquota interna geral do Estado e definição da não incidência de ICMS sobre os serviços de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) e encargos setoriais nas operações que envolvem energia elétrica.

Ocorre que, desde a publicação da Lei, em agosto de 2022, não houve por parte da ANEEL ou do Fisco Estadual de São Paulo e Rio Grande do Sul uma manifestação sobre qual seria a base de cálculo para incidência do ICMS. Com isto, a fim de mitigar riscos e seguir a determinação da

Lei, o Grupo CPFL Energia vem tributando com ICMS somente a parcela tarifária de Energia, chamada de TE, até a manifestação formal do Fisco Estadual.

15) Redução da Tarifa de Itaipu

Em 29 de dezembro de 2022, por meio da REH nº 3.168/2022, a ANEEL estabeleceu, provisoriamente e até que a Base Orçamentária das Despesas de Exploração seja deliberada pelo Conselho de Administração da Itaipu Binacional, a tarifa de repasse da potência contratada de Itaipu Binacional, a ser praticada pela Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. – ENBPar, no montante equivalente em Reais a US\$ 16,19/kW. Mês (dezesseis dólares e dezenove centavos por quilowatt mês), aplicável aos faturamentos realizados de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2023.

As principais alterações da regulação setorial de 2022 no **segmento de transmissão** são destacadas a seguir:

16) Portaria MME nº 11.314/2022

Como resultado da Consulta Pública nº 136/2022, o MME aprovou por meio do Decreto 11.314/2022 as diretrizes para o leilão ou prorrogação dos contratos de concessão de transmissão vencidos. Portanto, cabe ao MME definir essas diretrizes e a ideia central do debate, visando garantir:

1. transparência dos critérios e procedimentos que serão adotados; e
2. previsibilidade para concessionárias e investidores do setor elétrico.

O Decreto nº 11.314/2022, em termos práticos, regula a possibilidade de prorrogação das concessões de Transmissão vencidas, através de uma Consulta Pública ("CP") com a participação da sociedade, desde que a CP conclua que não há benefícios no leilão para o serviço ou para os clientes. No cenário de prorrogação, não haverá qualquer indenização pela base de ativos elegível.

Por outro lado, a antiga Concessionária de Transmissão deve se preparar para o leilão ou para uma possível transição entre concessionárias. No cenário de transição, a atual concessionária deve antecipar a avaliação da base de ativos elegível e manter essa base atualizada ao longo do processo, com precisão e qualidade, observando os 36 meses anteriores ao fim do contrato de concessão. Nesse caso, a nova concessionária será responsável pela indenização da atual.

Prorrogação da Concessão



**≥36
meses**

Transmissoras deve solicitar à ANEEL a prorrogação do Contrato de Concessão.



**≥21
meses**

a) ANEEL CP: a licitação é impraticável ou resulta em danos para o interesse público.
b) ANEEL submete ao MME, a decisão fundamentada.



**≥18
meses**

a) MME publica a decisão.
b) A alteração do contrato de concessão estará disponível.



**≥11
meses**

a) Assinatura da Emenda (à Prorrogação do Contrato de Concessão).
b) Nenhuma indenização será avaliada.

Leilão da Concessão



**≥36
meses**

Transmissoras deve solicitar à ANEEL a prorrogação do Contrato de Concessão.



**≥21
meses**

a) ANEEL CP: a licitação é impraticável ou resulta em danos para o interesse público.
b) ANEEL submete ao MME, a decisão fundamentada.



**≥18
meses**

a) MME publica a decisão.
b) Inicia o processo de Leilão.



**<18
meses**

a) Avaliação da indenização da concessão em expiração.
b) Definição da nova Concessionária de Transmissão.

Para a CPFL Energia, a tabela abaixo mostra a data de expiração dos Contratos de Concessão de Transmissão:

Comcessão de Transmissão	Contrato de Concessão	Data de Expiração
CPFL Transmissão (CEEE-T)	080/2002	18/12/2032
CPFL Transmissão (CEEE-T)	055/2001	01/01/2043
CPFL Transmissão (Piracicaba)	003/2013	25/02/2043
CPFL Transmissão (Morro Agudo)	006/2015	27/03/2045
CPFL Transmissão (Maracanaú)	020/2018	21/09/2048
CPFL Transmissão (SUL I)	005/2019	22/03/2049
CPFL Transmissão (SUL II)	011/2019	22/03/2049
CPFL Transmissão (CEEE-T)	004/2021	31/03/2051

17) Portaria Normativa MME nº 53/2022

Em 27 de outubro de 2022, foi publicada a Portaria Normativa do MME nº 53/2022, permitindo os Projetos de Infraestrutura de Transmissão aprovados pelo ONS no Plano de Modernização de Instalações (PMI) como projetos prioritários.

Isso torna os investimentos em **Pequenas Melhorias (conforme REN ANEEL nº 905/2020, Módulo 3 – Instalações e Equipamentos)** e sem estabelecimento prévio de RAP, desde que aprovado pelo ONS no PMI, elegíveis para a emissão de debêntures incentivadas.

Dessa forma, amplia-se o leque de obras da CPFL Transmissão elegíveis a esse tipo de captação, uma vez que a maior parte das obras do plano CAPEX da empresa está estruturada com um mix de itens com autorização da ANEEL (elegíveis a esse benefício) e itens do PMI.

18) Aprimoramento da Regulamentação Associada aos REFORÇOS e MELHORIAS em Instalações de Transmissão de Energia Elétrica

Publicada em 27 de maio de 2022, a REN ANEEL nº 1020/2022 trata do aprimoramento da regulamentação associada aos REFORÇOS e MELHORIAS em instalações de transmissão de

energia elétrica. Com isto, alterou os Módulos 1, 3 e 4 das Regras do Serviços de Transmissão, e os submódulos 9.1, 9.2 e 9.7 dos PRORET.

Consolidou a diferenciação entre **REFORÇOS de "Grande Porte"** daqueles de **"Pequeno Porte"**:

- a) **REFORÇOS de "Grande Porte"**: envolvendo equipamentos de transformação ou compensação de reativos, e recapacitação ou repotencialização de linhas de transmissão, desde que envolvendo ao menos 50% de estruturas ou condutores. Ainda, incluiu no rol as obras de "seccionamento de linhas de transmissão (LT) por meio de conexão em subestações existentes, quando indicado pelo planejamento setorial";
- b) **REFORÇOS de "Pequeno Porte"**: Demais REFORÇOS.

Também ratificou a proposta em que a ANEEL autoriza a implantação de **REFORÇOS de "Grande Porte"** com estabelecimento prévio de RAP, tendo como base o escopo determinado no Plano de Outorgas. Em uma segunda etapa, após a entrada em operação comercial do REFORÇO, a transmissora deve encaminhar as informações "como construído" à ANEEL, que poderá proceder a reavaliação dos quantitativos empregados para estabelecimento do adicional de ("RAP"), caso o investimento realizado seja 25% superior ou inferior ao autorizado originalmente.

Quanto aos **REFORÇOS de "Pequeno Porte"**, o estabelecimento do adicional de RAP passa de anual (no reajuste tarifário periódico) para quinquenal (na revisão tarifária periódica: 2023, 2028, 2033, etc.).

Para as MELHORIAS, evoluiu o conceito normativo, baseado na lógica contábil de investimento, diferenciando-as de atividades de operação e manutenção. Também limitou o conceito a substituições e reformas de ativos existentes elegíveis, desde que informados os equipamentos substituídos ou reformados, com o intuito de diferenciar MELHORIAS de eventuais REFORÇOS, e de afastar aqueles investimentos inerentes à ampla liberdade das transmissoras na condução de seus negócios e do uso de tecnologias adequadas ao serviço concedido. Neste conceito, manteve-se também a diferenciação entre **MELHORIAS de "Grande" e "Pequeno" Porte**, e a diferenciação no estabelecimento de RAP para MELHORIAS a depender do tipo de contrato de concessão envolvido (se prorrogado ou licitado).

Ainda relacionado às MELHORIAS, foi implantado procedimento para tratamento de sinistros de equipamentos de **"Grande Porte"**, com o intuito processual de viabilizar o reestabelecimento de funções de transmissão relevantes para o SIN em tempo adequado.

Para todos os casos (REFORÇOS ou MELHORIAS), permanece garantido o direito à Transmissora ao adicional de RAP a partir da data de entrada em operação comercial reconhecida pelo ONS.

19) Alterações Pontuais no Banco de Preços de Referência da ANEEL ("BPR")

Com a publicação do Despacho ANEEL nº 2.024/2022 (retificado posteriormente pelo Despacho nº 3.246/2022), foram aprovados ajustes textuais em itens contidos nos Anexos da REH ANEEL nº 758/2009 (que homologou as metodologias para definição e atualização do BPR da ANEEL a ser utilizado nos processos de autorização, licitação para outorga de concessão e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica).

Estes ajustes compatibilizaram os quantitativos de materiais e equipamentos do BPR da ANEEL com o exigido pelos Procedimentos de Rede do ONS, onde constam as especificações técnicas do Setor de Transmissão de Energia Elétrica. Instituiu também – até então inexistentes –, a (i) padronização modular para os níveis de tensão de 88 kV e 440 kV, e o (ii) arranjo físico "Barra Dupla a 5 Chaves – BD5" nas subestações.

20) Publicação de Normativo Regulando o Uso do Entorno de Subestações

Publicada em 03 de janeiro de 2023 e com vigência a partir de 1º de abril de 2023, a REN ANEEL nº 1.055/2022, estabelece tratamento regulatório para o ilhamento de subestações da Rede Básica por instalações de geração, que limitam a expansão e o acesso de linhas de transmissão às subestações.

Com isto, instituiu a Área de Desenvolvimento da Subestação ("ADS"), que corresponde a um círculo com um raio de 2 km, contado a partir do centro geométrico da subestação da Rede Básica. Assim, não será permitida a construção de centrais geradoras na ADS.

Tal área valerá para todas as subestações de transmissão, novas ou existentes, desde que integrantes da Rede Básica, incluindo subestações seccionadoras implantadas por acessantes e posteriormente transferidas e reclassificadas como Rede Básica, nos termos da regulamentação de acesso ao sistema de transmissão. A transmissora responsável pela instalação deve, também, aprovar o traçado de linhas de transmissão dentro da ADS.

Considerando que a ADS será representada por uma área circular, foi incluído comando específico nas Regras de Transmissão estabelecendo obrigação para as transmissoras informarem as coordenadas do centro geométrico do terreno da subestação.

As principais alterações da regulação setorial de 2022 no **segmento de geração** são destacadas a seguir:

21) Contratação de Margem de Escoamento para Acesso ao SIN

Em 1º de março de 2021, foi publicada a Lei nº 14.120/2021, que trouxe diversas mudanças, entre elas, alterações no art. 26º da Lei nº 9.427/1996. De forma direta, fixou-se um período transitório em que, para os agentes pudessem ainda usufruir dos descontos da tarifa de uso de distribuição e transmissão (TUSD e TUST). As solicitações de outorgas deveriam ser feitas até o dia 2 de março de 2022.

Com o objetivo de dar maior agilidade ao elevado número de pedidos de outorgas decorrentes da alteração, foi publicado o Decreto Presidencial nº 10.893/2021, que estabeleceu diretrizes específicas e temporárias, possibilitando que outorgas fossem solicitadas sem as devidas documentação de acesso (DRO e Informação de Acesso).

Ainda, o art. 2º do mesmo Decreto possibilitou a realização de um Procedimento Competitivo de Margem de Escoamento, com o objetivo de priorizar os projetos para que se conectassem no SIN. Desta forma, foram abertas as Consultas Públicas nº 141/2022 e nº 148/2022, respectivamente, para trazer proposta de regulamentação das diretrizes para o Procedimento Competitivo para a Contratação de Margem de Escoamento para Acesso ao SIN, denominado Procedimento Competitivo por Margem – PCM e definição de sistemática para realização do certame.

As Consultas Públicas ainda não tiveram o seu resultado publicado, porém o certame do PCM está previsto para ocorrer em junho de 2023.

22) Geração Elétrica Offshore

Em janeiro de 2022 foi publicado o Decreto nº 10.946/2022, que trata sobre a regulamentação da seção diária em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva na plataforma continental para geração de energia elétrica offshore

O decreto tratou de endereçar as principais entidades setoriais envolvidas no processo offshore (EPE, MME, ANEEL, Ministério da Infraestrutura - MINFRA, Ministério da Agricultura e Pecuária - MAPA, Ministério do Turismo - MTur, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, Agência Nacional de Telecomunicações - ANATEL, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, Comando da Aeronáutica, Comando da Marinha), apresentando as diretrizes de como as cessões devem ser endereçadas,

como por exemplo, sendo planejada ou independente e onerosa ou gratuita, dentre outros temas pertinentes.

Adicionalmente, em 20 de outubro de 2022, foram publicadas duas portarias que visam dispor de regulamentações e diretrizes complementares ao estabelecido no Decreto nº 10.946/2022 e da criação de um Portal Único de Gestão do Uso das Áreas Offshore (PUG-Offshore) onde constam todas as informações relacionadas ao processo Offshore consolidadas e abertas para empreendedores e órgãos envolvidos, sendo elas a Portaria nº 52/GM/MME/2022 e a Portaria Interministerial MME/MMA nº 03/2022, respectivamente.

Adicionalmente, a ANEEL marcou continuidade da regulamentação das eólicas offshore para o 1º semestre de 2024, conforme previsto na agenda regulatória ciclo 2023/2024.

23) Hidrogênio Verde

O governo brasileiro lançou, em agosto de 2021, as Diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio – PNH2, que foi instituído pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução nº 6, de 23 de junho de 2022, com o objetivo de fortalecer o mercado e a indústria do hidrogênio frente ao vetor energético no Brasil.

O PNH2 é formado por um Comitê Gestor – coordenado pelo MME e integrado por diversos órgãos e entidades de governo – e, inicialmente, contou com cinco Câmaras Temáticas para discussão de questões específicas:

- I. Fortalecimento das Bases Científico-Tecnológicas – sob a coordenação do Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovações;
- II. Capacitação de Recursos Humanos – sob a coordenação do Ministério da Educação;
- III. Planejamento Energético – sob a coordenação do MME;
- IV. Arcabouço Legal e Regulatório-Normativo – sob a coordenação do MME;
- V. Abertura e Crescimento do Mercado e Competitividade – sob a coordenação do Ministério da Economia.

Com intuito de dar um direcionamento às diretrizes, através da resolução CNPE nº 6 de 2022, o MME abriu consulta pública para colher contribuições ao Plano de Trabalho Trienal do Programa Nacional do Hidrogênio (2023-2025), que contém propostas de ações para fortalecimento das bases científico-tecnológicas; capacitação de recursos humanos; planejamento energético; arcabouço legal e regulatório-normativo; e abertura e crescimento do mercado e competitividade.

24) Usinas Híbridas e Associadas

Em 2021, a ANEEL publicou a REN nº 954 em que trouxe regulamentação para a implantação de projetos híbridos e associados.

Após a aprovação ao longo do ano de 2022 ajustes nas Regras e nos Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis às usinas híbridas e associadas foram publicadas. As alterações propostas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica dizem respeito a Medição Física, Medição Contábil, Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), Penalidade de Energia, Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST.

As novas regras possibilitam o investimento com maior segurança no segmento híbrido e associado, propiciando o uso mais racional e otimizável da rede bem como maior eficiência e segurança energética do sistema gerador em sua entrega.

25) Revisão das Garantias Físicas (UHEs)

O MME publicou, em 02 de dezembro de 2022, a Portaria nº 709/GM/MME com os Valores Revisados de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN, que teve início de vigência em 1º de janeiro de 2023.

O cálculo de Garantia Física de energia das plantas de geração hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN e suas revisões são de competência da EPE e seguem metodologias e critérios definidos pelo MME. Já o processo de revisão periódica, que acontece a cada cinco anos, denominado de Revisão Ordinária de Garantia Física, foi estabelecido no Decreto nº 2.655/1998 para incentivar o equilíbrio entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e, ao mesmo tempo, manter a segurança dos recebíveis dos contratos de concessão de hidrelétricas.

A revisão de 2022 abrangeu 120 das 150 usinas hidrelétricas da configuração de referência, o que representa 80% do parque gerador hidrelétrico despachado centralizadamente.

26) Revisão das Garantias Físicas (Eólicas)

O MME publicou em 15 de dezembro de 2022 a revisão dos montantes de garantia física de energia de usinas eólicas com base na geração de energia elétrica verificada. Os novos entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023.

Segundo a Portaria nº 63, as eólicas tiveram redução em suas garantias físicas por terem apresentado uma geração média inferior a 90% de suas garantias físicas vigentes. Outras 15 usinas tiveram aumento em suas garantias físicas por terem apresentado uma geração média superior a 105% de suas garantias físicas vigentes.

Para esta revisão, o resultado do estudo mostrou que os eventos de constrained-off ocorridos não afetariam o valor da garantia física revista dos empreendimentos, de forma que a aplicação da metodologia de revisão não influenciou as usinas que tiveram eventos de constrained-off no período apurado. Em que pese os estudos tenham indicado que os eventos de constrained-off não afetariam o valor da revisão, tal resultado se deu pela baixa representatividade dos valores considerados nos estudos, frente a todo o histórico. De modo geral, os agentes têm buscado vias de contemplar isonomicamente os efeitos de constrained-off nas revisões de garantia física.

27) Leilão de Reserva de Capacidade

O Leilão de Reserva de Capacidade tem como objetivo adequar a expansão da oferta de energia concomitantemente com a garantia de continuidade do fornecimento de eletricidade no SIN.

O primeiro Leilão desta modalidade foi executado em 2021. Foram contratados novos empreendimentos de fontes termelétricas a gás natural e biomassa. A previsão é de que a operação seja iniciada em 2026.

Ao longo dos próximos anos ocorrerão novos Leilões de Reserva de Capacidade, sendo eles na forma de Energia de Reserva nos termos da Lei nº 14.182/2021, e na forma de potência. A previsão para realização dos leilões é nos meses de julho e novembro respectivamente, nos anos de 2023, 2024 e 2025.

28) Serviços Ancilares

Um dos temas de grande relevância que consta como prioridade de aprimoramento nas agendas do MME e ANEEL versa sobre o assunto de Serviços Ancilares prestados por agentes conectados ao SIN.

Nos últimos anos, as instituições do setor elétrico brasileiro têm conduzido discussões acerca do tema, buscando contribuir, sob as óticas da operação, do planejamento e da regulação, para

a robustez sistêmica necessária à operação do SIN, como Workshops, abertura de Consultas Públicas (CP ANEEL 083/2021, CP MME 145/2022) e reuniões entre entidades do Setor.

Por último, importante ainda reforçar que o aprimoramento da regulamentação da prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN consta da Agenda Regulatória 2023/2024 para ser realizada no 1º e 2º semestres de 2023, com previsão de publicação da nova norma no 1º semestre de 2024.

Tarifas e preços de energia elétrica

Segmento de distribuição

Reajustes Tarifários Anuais (RTAs) e Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTEs):

As seguintes distribuidoras tiveram suas tarifas reajustadas conforme abaixo:

Reajustes tarifários anuais (RTAs)				
Reajustes tarifários anuais (RTAs)	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.017	3.018	3.045	3.128
Reajuste	7,82%	12,77%	8,72%	21,07%
Parcela A	5,44%	7,27%	4,07%	14,47%
Parcela B	2,69%	4,27%	3,53%	2,03%
Componentes Financeiros	-0,31%	1,23%	1,12%	4,57%
Efeito para o consumidor¹	8,83%	14,97%	10,98%	14,72%
Data de entrada em vigor	22/03/2022	08/04/2022	22/06/2022	23/10/2022

Revisões Tarifárias Extraordinárias		
Revisões Tarifárias Extraordinárias	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista
Resolução Homologatória	3.059	3.058
Componentes Financeiros	-2,32%	-2,44%
Efeito para o consumidor¹	6,51%	12,53%
Data de entrada em vigor	12/07/2022	12/07/2022

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

Segmento de transmissão

Reajuste Tarifário Anual ("RTA"):

A REH nº 3.067, de 12 de julho de 2022, estabeleceu as RAPs da Companhia e suas controladas, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023.

Com a retificação da REH nº 2.960/2021 que trouxe o resultado definitivo da Revisão Tarifária Periódica ("RTP") de 2018 (após a fiscalização da SFF/ANEEL), para o Contrato de Concessão nº 055/2001, o índice de reposicionamento definitivo ficou em **+4,71%**. Nos ciclos 2020-2021 e 2021-2022 foram recebidos os valores considerando o índice de reposicionamento da RTP provisória que era de +7,53%, conforme REH nº 2.845/2021. A diferença dos valores entre as RTP definitiva (+4,71%) e provisória (+7,53%) está sendo devolvida por meio de parcela de ajuste, no ciclo 2022-2023.

A RAP do Contrato de Concessão nº 055/2001, sem considerar a parcela de ajuste, é de R\$ 933 milhões, representando um incremento na ordem de 22% quando comparada à RAP Homologada do ciclo anterior (2021-2022). Este aumento é devido, principalmente ao segundo ciclo do reperfilamento do componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016 (RBSE) onde há um incremento de 46% no componente, bem como da trajetória de O&M oriunda da RTP de 2018 e de ajustes no componente econômico da Portaria MME nº 120/2016. Além destes, houve o reconhecimento de recursos interpostos contra as REH nº 2.895/2021 e REH nº 2.959/2021 e outros ajustes realizados na base, somados ao reajuste pelo IPCA que superam o impacto negativo da RTP e resultam no incremento de receita para o ciclo 2022-2023.

(em milhares de reais)

REH 2.959/2021 (*)	IPCA	Ampliações, reforços e melhorias	RBSE (**)	RTP	Ajuste da base	Parcela de ajuste	REH 3.067/2022 (*)
763.074	86.892	7.692	83.693	-21.318	13.566	-16.359	933.599

(*) Valores homologados não considerando a Parcela de ajuste - PA

(**) Valores incluem incremento do componente financeiro, ajuste no componente econômico (PRT 120/16) e a trajetória de O&M.

A Receita Homologada Líquida (de PIS e COFINS) total da Companhia, referente aos Contratos de Concessão nº 055/2001, nº 080/2002 e da controlada TESB, nº 001/2001, apresenta a seguinte composição:

(em milhares de reais)

Contrato de Concessão	REDE BÁSICA				Demais Instalações de Transmissão - DIT				Total 2023 (*)	Total 2022 (*)
	RBSE	RBNI	RBL	Parcela Ajuste	RPC	RCDM	RPEC	Parcela Ajuste		
055/2001	579.905	144.032	-	-23.386	133.693	75.970	-	7.027	917.241	832.373
080/2002	-	-	22.438	-705	-	-	-	-	21.733	19.717
001/2011	-	-	25.214	-3.915	-	-	2.710	-	24.009	18.374
	579.905	144.032	47.652	28.006	133.693	75.889	2.710	7.027	962.983	870.464

(*) Valores considerando as parcelas de ajuste - PA

Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) TESB:

Em 21 de junho de 2022 foi publicada a REH nº 3.050/2022 que homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica dos Contratos de Concessão outorgados mediante licitação, na modalidade de leilão público. Para esses contratos, a revisão é realizada sobre a RAP ofertada no Leilão, mediante o recálculo do Custo de Capital de Terceiros (r_p). Neste escopo constou a revisão do Contrato de Concessão nº 001/2011 da controlada TESB que resultou em um índice de reposicionamento de **+26,71%**.

Contrato de concessão nº 4/2021-ANEEL:

Em 31 de março de 2021, foi celebrado o Contrato de Concessão nº 4/2021-ANEEL, que regula a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão na SE 230/138 kV Cachoeirinha 3, referente ao Lote 6 do Edital do Leilão nº 01/2020-ANEEL. A entrada em operação dos ativos está prevista para 2024 e a RAP que a Companhia receberá pela prestação do serviço público de transmissão é de R\$ 11.106.511,48 (onze milhões, cento e seis mil, quinhentos e onze reais e quarenta e oito centavos), conforme RAP Homologada atualizada para o Ciclo 2022-2023.

3. Desempenho operacional

Vendas de energia

Em 2022, o fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 46.234 GWh, redução de 7,3% (3.652 GWh) em relação a 2021.

Destaca-se o desempenho das classes residencial, comercial e industrial, que juntas representam 83,9% do fornecimento de energia elétrica.

- **Classe Residencial:** redução de -0,6%, refletindo principalmente o incremento de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída) e a volta da mobilidade, após a pandemia da Covid-19. Esses impactos foram parcialmente compensados pelo incremento de unidades consumidoras em 2022 em relação a 2021 e efeito positivo de temperatura;
- **Classes Comercial e Industrial:** reduções de -5,9% e -21,8%, respectivamente, refletindo o fraco desempenho econômico no ano, incremento de MMGD e as migrações dos clientes cativos para o mercado livre.

O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 15.086 GWh, o que representou um incremento de 3,8% (546 GWh), devido principalmente a um aumento das vendas das comercializadoras (por meio de contratos bilaterais), parcialmente compensado pela migração de permissionárias.

Desempenho no segmento de distribuição de energia elétrica

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

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

de interrupções por consumidor no ano.

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC			
	DEC (horas)		FEC (n° vezes)	
	2022	2021	2022	2021
CPFL Paulista	5,25	6,21	3,56	4,24
CPFL Piratininga	4,95	5,95	3,65	4,13
RGE	10,55	10,84	4,63	4,83
CPFL Santa Cruz	4,74	5,66	3,22	4,21

Desempenho no segmento de geração de energia elétrica

O ano de 2022 foi marcado por uma pior performance de nossos parques eólicos em relação a 2021. Nossa disponibilidade permaneceu em um patamar elevado, de 96,0%, e contribuiu para o resultado do ano, mas apesar disso, a geração eólica caiu 14,0%, dado o menor desempenho dos ventos, em função do maior volume de chuvas no Nordeste. Os reajustes contratuais, boa parte deles em IGP-M, favoreceram o bom resultado desse período. O cenário hidrológico favoreceu as nossas UHEs e PCHs, resultando em um aumento de 91,0% e 83,3% na vazão, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2022, a capacidade instalada do segmento de Geração do grupo CPFL totalizava 4.411 MW, compreendendo 8 usinas hidrelétricas (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 46 PCHs e CGHs (472 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 Lucia 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 de 2021.

Receita operacional

A receita operacional bruta foi de R\$ 54.650 milhões, representando uma redução de 3,0% (R\$ 1.690 milhões), decorrente das seguintes reduções: (i) de R\$ 3.081 milhões no ativo e passivo financeiro setorial; (ii) de 5,4% no fornecimento de energia elétrica (R\$ 1.910 milhões); (iii) de 12,4% no suprimento de energia elétrica (R\$ 720 milhões). Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes aumentos: (iv) de 61,7% na receita com construção da infraestrutura da concessão (R\$ 2.044 milhões); (v) de 23,4% em outras receitas operacionais (R\$ 1.740 milhões); e (vi) de 20,3% na atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 237 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 15.296 milhões, apresentando uma redução de 10,7% (R\$ 1.835 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 39.354 milhões, representando um aumento de 0,4% (R\$ 144 milhões).

Geração operacional de caixa — EBITDA

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 12.263 milhões, um aumento de 33,9% (R\$ 3.103 milhões), refletindo principalmente a redução de 21,8% (R\$ 5.037 milhões) nos custos com energia elétrica e o aumento de 0,4% (R\$ 144 milhões) na receita operacional líquida. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes fatores: (i) aumento de 25,2% (R\$ 2.327 milhões) nos custos e despesas operacionais, inclusive gastos com previdência privada e custos com construção de infraestrutura, e (ii) redução de 6,0% (R\$ 31 milhões) na equivalência patrimonial.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</i>		
	2022	2021
Lucro Líquido	5.218.813	4.853.751
Depreciação e amortização	2.031.445	1.751.415
Amortização Mais Valia de Ativos	579	579
Resultado financeiro	2.911.269	792.482
Contribuição social	561.078	477.563
Imposto de renda	1.539.757	1.284.145
EBITDA	12.262.942	9.159.934

*Conforme Resolução CVM nº 156/22.

Lucro líquido

Em 2022, o lucro líquido do exercício atingiu R\$ 5.219 milhões, um aumento de 7,5% (R\$ 365 milhões), refletindo principalmente o aumento de 33,9% (R\$ 3.103 milhões) no EBITDA. Esse efeito foi compensado pelos seguintes aumentos: (i) de 267,4% (R\$ 2.119 milhões) nas despesas financeiras líquidas; (ii) de 19,2% (R\$ 339 milhões) de imposto de renda e contribuição social; e (iii) de 16,0% (R\$ 280 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.

Dividendos declarados e pagos em 2022

Em 2022, foi aprovado o pagamento de 100% dos dividendos distribuíveis referentes ao resultado do exercício de 2021. Em complemento ao dividendo intermediário, aprovado em 2021, no montante de R\$ 804 milhões, relativos ao resultado de 2021, foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária (AGO), realizada em 29 de abril de 2022, o pagamento de dividendos no montante de R\$ 3.736 milhões, equivalentes a R\$ 3,242280516 por ação ordinária. Fizeram jus aos dividendos os acionistas detentores de ações em 29 de abril de 2022, e a partir de 2 de maio de 2022 as ações passaram a ser negociadas "ex-dividendo" na B3.

Dessa forma, referente ao exercício de 2021, foram pagos dividendos no montante de R\$ 4.540 milhões, equivalentes a R\$ 3,940043070 por ação ordinária.

Dividendos referente ao lucro líquido de 2022 base para distribuição

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

Dividendos 2022	R\$ mil
Lucro líquido do exercício - controladora	5.099.586
Realização do resultado abrangente	27.124
Dividendo prescrito	1.718
Lucro líquido base para destinação	5.128.428
Reserva legal	(254.979)
Reserva de lucros a realizar	(1.683.741)
Reserva de capital de giro	(767.405)
Dividendos mínimos obrigatórios	(1.211.152)
Dividendo adicional proposto	(1.211.152)
Payout¹ (exclui reserva legal)	50,0%

Nota: (1) Para chegarmos ao *payout* de 50%, devemos dividir os valores dos dividendos mínimo e adicional pelo lucro líquido ajustado (exclui reserva legal).

O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 2.422 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 2,102229464 por ação, relativo ao exercício de 2022 e será distribuído após a aprovação em AGO.

Endividamento

No final de 2022, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$ 28.021 milhões, apresentando um aumento de 18,3%. As disponibilidades totalizaram R\$ 4.602 milhões, um aumento de 65,2%. Com isso, a dívida financeira líquida passou para R\$ 23.418 milhões, registrando um aumento de 12,1%. Esse aumento é principalmente consequência do forte investimento (CAPEX) realizado em todos os segmentos do grupo CPFL.

5. Investimentos

Em 2022, foram realizados investimentos de R\$ 5.805 milhões para manutenção e expansão do negócio, o maior CAPEX registrado pelo grupo CPFL até então, dos quais R\$ 4.791 milhões foram

direcionados à distribuição, R\$ 258 milhões à geração e R\$ 60 milhões à comercialização, serviços e outros. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 697 milhões relacionado ao segmento de transmissão.

Entre os investimentos da CPFL Energia em 2022 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 2022, nossas distribuidoras possuíam 10,3 milhões de clientes, um acréscimo de 0,1 milhão de clientes. Nossa rede de distribuição consistia em 339.968 km de linhas de distribuição, incluindo 509.419 transformadores de distribuição. Nossas quatro subsidiárias de distribuição tinham 12.079 km de linhas de distribuição de alta tensão, entre 23 kV e 138 kV. Nesta data, detínhamos 589 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 19.913 MVA (acrécimo de 735 MVA);

Geração: em 2022, foram investidos R\$ 258 milhões, destinados principalmente à construção da PCH Lucia Cherobim e manutenção de parques eólicos e usinas;

Transmissão: em 2022, foram realizados investimentos de R\$ 697 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\$ 47 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 da Companhia, 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 pertinentes a governança corporativa delinham o conjunto das práticas adotadas pela CPFL Energia.

Em 2022, a CPFL Energia completou 18 anos da abertura de seu capital na B3. Com 110 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, às 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 e 1 mulher), todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição. Em 2022 foram eleitos o novo Presidente Sr. Daobian Chen e a conselheira Sra. Liu Yanli. A alteração na composição do CA representa uma oxigenação no órgão e a oportunidade de introduzir novos conhecimentos e vivências.

O CA possui 5 comitês de assessoramento (Auditoria, Partes Relacionadas, Pessoas, Finanças e

Gestão de Riscos e Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG) que auxiliam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos. Destacamos que o Comitê de Auditoria é composto por 3 membros independentes (sendo 2 membros do CA e 1 membro externo) e o Comitê de Partes Relacionadas por maioria de independentes.

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.

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.

A gestão, controle e constante aperfeiçoamento dos processos de governança do Grupo CPFL são conduzidos pela Diretoria de Governança Corporativa. Dentre suas responsabilidades, desempenha o papel de Secretaria de Governança nas reuniões do Conselho de Administração, Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva e Assembleias de Acionistas.

A Diretoria de Governança Corporativa responde funcionalmente ao Conselho de Administração da CPFL Energia, operando em várias frentes a fim de garantir a adoção de melhores práticas de Governança Corporativa e garantir o alinhamento do processo decisório com a visão estratégica dos acionistas e melhor interesse de todos os *stakeholders*, gerando valor a longo prazo e atendendo aos princípios de governança corporativa.

A Diretoria de Governança Corporativa é composta por duas gerências, a Gerência de Governança Corporativa e a Gerência Jurídico-Societária que conta com a Coordenação de Assuntos Estratégicos do CA.

A Coordenação de Assuntos Estratégicos do CA realiza o acompanhamento de temas estratégicos e projetos de interesse do CA, monitora a execução e desenvolvimento dos temas deliberados no CA com suporte das áreas de negócio do Grupo CPFL. Como resultado dos trabalhos desenvolvidos e por meio da apresentação de KPIs, o CA conta com uma ferramenta de gestão inovadora no mercado brasileiro que assegura controle, *compliance*, transparência e responsabilidade corporativa nos processos de governança do Grupo CPFL. Em 2022 a coordenação monitorou 142 temas e divulgou 20 newsletters sobre assuntos de relevância.

Em todas suas atividades a coordenação conta com contribuição e integração com todas as áreas de negócio da Companhia.

Por meio do monitoramento da execução e desenvolvimento dos temas deliberados no CA, a atuação da Coordenação de Assuntos Estratégicos do CA representa importante ferramenta de *accountability*.

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 2022, a CPFL Energia possuía 16,29% de suas ações em circulação no mercado (*free float*), tendo suas ações negociadas no Brasil (B3).

Em 2022, as ações da CPFL Energia apresentaram a maior variação anual entre as empresas do setor elétrico no Brasil, com valorização de 23,7% em relação ao ano anterior, encerrando o ano cotadas a R\$ 33,20 por ação. O volume médio diário de negociação atingiu R\$ 92,3 milhões na B3, representando um aumento de 24,2% em relação a 2021. A descotização da Eletrobrás somada a outros fatores macroeconômicos movimentaram as ações do setor elétrico, o que resultou nesse aumento. O número de negócios realizados na B3 se manteve estável,

apresentando um crescimento de 0,09%, passando de uma média diária de 10.883 negócios, em 2021, para 10.892 negócios, em 2022.

B3				
Data	CPFE3	IEE	IBOV	
30/12/2022	R\$ 33,20	78.679	109.735	
30/12/2021	R\$ 26,83	76.305	104.822	
Var. 12M	23,7%	3,1%	4,7%	

Na B3, a CPFL Energia compõe os índices IBOVESPA, IBrX-100, IEE, IDIV, IGC, ITAG, ISE e 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 2022, a Companhia ficou em 3º lugar no ranking, dentre as 83 participantes do processo seletivo.

A Companhia está também no índice FTSE4Good *emerging markets* da Bolsa de Londres, com nota 3,3 (o mínimo exigido para participação é 2,9). Ademais, foi reconhecida e integrou a carteira ESG do banco Santander.

8. Aspectos ESG (ambientais, sociais e de governança)

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/ESG é incorporada aos processos decisórios, ações e investimentos, conforme destaques a seguir.

Plano ESG 2030: aprovado em novembro como uma evolução do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, traz diretrizes e estratégias organizadas em quatro pilares: Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável. O plano se desdobra em 23 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 ESG 2030.

Comitê de Sustentabilidade: instância da diretoria executiva responsável por monitorar a execução da estratégia ESG, 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. Mais informações em: www.cpfl.com.br/ri > Governança e Sustentabilidade > Mudanças Climáticas.

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 2022: integrante dos Índices de Sustentabilidade Empresarial (ISE) e de Carbono Eficiente (ICO2) da Bolsa de Valores de São Paulo (B3); selo Ouro no Programa GHG Protocol; Prêmio ECO 2022, organizado pela Amcham e Época; 5 projetos destacados pelo Acordo Ambiental de São Paulo, coordenado pela CETESB; 4 projetos destacados no Brasil pelo Meio Ambiente, iniciativa da Amcham e do ICC; Prêmio Abradee 2022,

categoria Responsabilidade Socioambiental (CPFL Piratininga); Certificação Top Employers 2022; Época 360º, com 1ª posição em ESG/Socioambiental; As melhores da Dinheiro.

Tema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): O Programa de Integridade do Grupo CPFL formaliza o compromisso com os valores éticos que permeiam suas ações e negócios, sendo composto por 4 dimensões que visam seu aprimoramento contínuo e evidenciam o tom e a prática da alta administração: (i) desenvolvimento, orientação e revisão de normas, com destaque para o Código de Conduta Ética; (ii) treinamentos, ações de comunicação, campanhas de sensibilização e engajamento para públicos internos e externos; (iii) apuração de denúncias, diligências e outros processos de avaliação de riscos; e, (iv) monitoramento de indicadores, avaliações pelo Comitê de Ética e Conduta Empresarial (COMET) e reporte dos resultados do Programa de Integridade. O Programa conta, ainda, com um canal de ética gerido por uma empresa externa e independente, e um processo de apuração de registros éticos que garante o sigilo, anonimato e não retaliação do denunciante de boa fé. Dentre as ações executadas no decorrer de 2022, temos como principal destaque a obtenção da Certificação ISO 37001 – Sistema de Gestão Antissuborno que atesta o alto padrão de governança e transparência com que o Grupo CPFL conduz suas atividades. Além disso, enfatizamos a nota máxima no quesito Ética nos Negócios do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3); a revisão do Código de Conduta Ética e da Política Anticorrupção, bem como dos demais normativos internos, e ainda, a formalização de procedimentos de *due diligence*, *background check* e *compliance risk assessment*; a aplicação da metodologia do CRA (*Compliance Risk Assessment*) para todas as diretorias da empresa; treinamentos sobre temas do Programa de Integridade para colaboradores e fornecedores, a disponibilização do primeiro Game de Integridade e 11 Conversas Mensais de Integridade, das quais destacamos os temas “Integridade e diversidade”, “Comportamento íntegro durante o período eleitoral”, “Assédio moral e sexual”, e “Comportamento íntegro e o combate à corrupção”, dentre outras ações de comunicação; além de apurações de denúncias, avaliações de riscos, emissão de pareceres de *due diligence* e *background check*, e aplicação do formulário de conflito de interesses.

Relacionamento com a Comunidade: (i) Instituto CPFL – O Instituto CPFL (ICPFL) é a plataforma de investimento social privado do grupo CPFL Energia. Com 20 anos de trajetória e sede em Campinas, é o responsável pela integração das iniciativas sociais da companhia. Através de programas culturais, esportivos e educacionais, o Instituto atua em cinco frentes: o CPFL Jovem Geração, que apoia iniciativas para o futuro das novas gerações; o CPFL nos Hospitais, que apoia projetos de humanização e melhorias em hospitais públicos; o CPFL Intercâmbio Brasil-China, que constrói cooperações, diálogos e mediações entre as culturas chinesa e brasileira; o Circuito CPFL, que promove atividades itinerantes de corrida, caminhada e sessões de cinema movidas a energia solar; e o Café Filosófico CPFL, broadcast de reflexões do Instituto CPFL que conta com transmissões online, programas de televisão e podcasts. O Instituto também realiza outras atividades, como exposições de artes, concertos da música e sessões de cinema. Em 2022, o grupo CPFL destinou R\$ 29,3 milhões (através das leis de incentivo fiscal de IR Cultura, IR Esporte, CMDCA e CMI).

Resultados 2022:

(1) CPFL nos Hospitais: Através da frente CPFL nos Hospitais, que engloba o programa de eficiência energética da CPFL Energia, foram apoiados 23 hospitais, beneficiando cerca de 675 mil pessoas. Dentro dessa frente, o Instituto CPFL coordena os eixos de apoio à infraestrutura e pesquisa e de humanização.

(2) CPFL Jovem Geração: Com a frente CPFL Jovem Geração 18 ONGs e 108 escolas foram apoiadas em 2022, beneficiando 40 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.

(3) CPFL Intercâmbio Brasil-China: Em 2022, ocorreu a 6ª temporada da frente Intercâmbio Brasil-China, que atingiu 598 mil pessoas. Essa edição contou com uma exposição de arte, *playlists* de música e vídeo, uma mostra de cinema, o festival da lua, um concerto de música e dois encontros especiais do Café Filosófico CPFL.

(4) Circuito CPFL: Em 2022, foram retomadas as atividades presenciais do Circuito CPFL, que realizou 09 corridas do Circuito CPFL Energia, 67 sessões de cinema com o CineSolar e 09

Concertos de Música Contemporânea em parceria com a EPTV. Ao todo o Circuito CPFL passou por 83 cidades, alcançando 30 mil pessoas.

(5) Café Filosófico CPFL: Em 2022, foram produzidas 26 gravações e exibidos 102 programas na grade da TV Cultura com audiência de mais de 23 milhões de expectadores. Nos canais do Instituto CPFL e do Café Filosófico CPFL no Youtube, 127 novos vídeos foram publicados com alcance durante o ano de 180 milhões de pessoas.

(6) Voluntariado: O programa de voluntariado foi reformulado, passando a atender 12 ONGs ao longo do ano. Em 2022, 2.900 pessoas foram beneficiados com o programa. Os colaboradores do Grupo CPFL doaram mais de 2 mil horas em ações de trabalho voluntario e arrecadaram mais de 5 mil toneladas em alimentos.

(7) Outros investimentos sociais: Através do apoio aos projetos voltados para pessoas com deficiência (PRONAS), em 2022 foram beneficiadas 1.301 pessoas em 3 cidades.

(8) Eficiência Energética (0,5% da ROL): foram investidos R\$ 117,6 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: R\$ 18,9 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na (a) regularização de 6.062 clientes; substituição de (b) 207.745 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); (c) 1.390 trocadores de calor. Foram também executados projetos educacionais (d) CPFL nas Escolas e RGE nas Escolas, que capacitaram 127.671 alunos e 4.419 professores do ensino fundamental no uso consciente e seguro da energia elétrica, com um investimento de R\$ 7,1 milhões. Executou ainda (e) projetos de Iluminação Pública, que proporcionaram a substituição de 31.844 pontos de Iluminação por LED, com um investimento total de R\$ 28,3 milhões. Por fim, (f) investiu R\$ 48,2 milhões no Programa de Hospitais, que está implementando Sistemas de Geração Fotovoltaica e realizando a Substituição de lâmpadas por LED em Hospitais Públicos e Filantrópicos e substituição de geladeiras tradicionais por freezers científicos em unidades de saúde.

Gestão de Recursos Humanos: Em 2022, treinamos 8 colaboradores da base ativa, 100% já passou por algum treinamento. Foram 15 horas de treinamento. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com Escolas para formação de eletricitistas ao longo do ano, foram 622 participantes, 558 aprovados, 474 admitidos (78 mulheres e 396 homens) sendo 91% dos participantes aprovados x 85% contatados.

Rede de Valor: Em 2022, foram realizados 3 encontros da Rede de Valor, todos em formato online. Eles contaram com a participação de 145 parceiros e abordaram os seguintes temas: Cenário Econômico 2022, Plano Estratégico CPFL, Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), Práticas de Gestão, Sustentabilidade, Mercado Livre de Energia e Segurança do Trabalho.

9. Auditores independentes

A PriceWaterHouseCoopers Auditores Independentes (PwC) foi contratada pela CPFL Energia para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia.

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, a PwC prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços:

Natureza

Asseguração de *covenants* financeiros

Serviços de *compliance* tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)

A contratação dos auditores independentes é de competência do Conselho de Administração, o qual é auxiliado pelo Comitê de Auditoria em tal decisão, analisando sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

Em linha com o previsto pela Resolução CVM 162/2022, a Administração possui políticas e controles que tratam, dentre outros assuntos, sobre o porte da empresa de auditoria a ser contratada para fins de auditoria das demonstrações financeiras e sobre as regras de contratação de fornecedores para serviços de auditoria e "extra-auditoria". Tal política, dentre outros motivos, tem como objetivo evitar a existência de conflitos de interesse, perda de independência ou objetividade de seus auditores independentes. Ademais, a PwC 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 Extraordinária (AGE): Reunião de acionistas de uma companhia para discutir e decidir em matérias corporativas, outras que não as deliberadas em uma AGO.

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 500 kW, 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: são consumidores livres ou o conjunto de consumidores livres reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que compre(m) energia apenas de fontes incentivadas (solar, eólica, biomassa ou PCH).

Consumidor Potencialmente Livre: consumidor que cumpre as condições estabelecidas para tornar-se livre, mas opta por ser atendimento ainda de forma regulada.

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 com Tag Along Diferenciado: 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.

ODSs: 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.

Parcela B: Parcela que incorpora os custos gerenciáveis relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica, tais como custos operacionais, remuneração dos investimentos e quota de reintegração.

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

Poder Concedente: Governo Federal.

Proinfra: 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.

SCEE: Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

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

Sinal Locacional: é definido como a sinalização da entrada de novos usuários, através da TUST, para que possam implantar seus empreendimentos, de maneira a aproximar carga e geração, promover a racionalização do uso dos sistemas e a minimização dos custos de expansão.

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.

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, 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 2022. 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.....	34
PASSIVO.....	35
DRE.....	36
DRA.....	37
DMPL.....	38
FLUXO DE CAIXA.....	39
DVA.....	40
(1) CONTEXTO OPERACIONAL.....	41
(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS.....	43
(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS.....	45
(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO.....	58
(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA.....	59
(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS.....	59
(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS.....	60
(8) TRIBUTOS A COMPENSAR.....	61
(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL.....	63
(10) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS.....	64
(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO.....	68
(12) OUTROS ATIVOS.....	68
(13) INVESTIMENTOS.....	69
(14) IMOBILIZADO.....	81
(15) ATIVO CONTRATUAL.....	82
(16) INTANGÍVEL.....	83
(17) FORNECEDORES.....	85
(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS.....	86
(19) DEBÊNTURES.....	90
(20) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA.....	92
(21) TAXAS REGULAMENTARES.....	100
(22) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER.....	101
(23) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS.....	102
(24) OUTRAS CONTAS A PAGAR.....	104
(25) PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....	105
(26) LUCRO POR AÇÃO.....	107
(27) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA.....	108
(28) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA.....	110
(29) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS.....	110
(30) RESULTADO FINANCEIRO.....	111
(31) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO.....	112
(32) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS.....	112
(33) SEGUROS.....	114
(34) GESTÃO DE RISCOS.....	114
(35) INSTRUMENTOS FINANCEIROS.....	117
(36) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA.....	123
(37) COMPROMISSOS.....	123
(38) EVENTOS SUBSEQUENTES.....	124



CPFL Energia S.A.

Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2022 e 2021

(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	189.100	8.287	3.746.158	2.199.952
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	856.244	585.858
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	5.071.130	5.425.177
Estoques		-	-	190.310	150.867
Dividendo e juros sobre o capital próprio	13	866.863	87.081	5.114	134.613
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	35.291	67	525.532	97.083
Outros tributos a compensar	8	36.902	13.905	751.353	375.680
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8	-	-	1.685.643	1.288.824
Derivativos	35	-	-	201.698	357.350
Ativo financeiro setorial	9	-	-	230.816	2.373.727
Ativo contratual	15	-	-	709.222	845.025
Outros ativos	12	74	662	1.206.817	1.718.346
Total do circulante		1.128.231	110.002	15.180.037	15.552.504
Não circulante					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	205.659	259.173
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora		52.859	168.943	-	-
Depósitos judiciais	23	537	646	716.921	858.981
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	411	411	121.381	117.332
Outros tributos a compensar	8	-	-	528.493	286.498
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8	-	-	6.794.863	7.936.570
Ativo financeiro setorial	9	-	-	214.133	816.748
Derivativos	35	-	-	305.862	990.491
Créditos fiscais diferidos	10	2.566	2.178	247.816	231.594
Ativo financeiro da concessão	11	-	-	18.202.007	13.281.686
Investimentos em instrumentos patrimoniais		-	-	89.041	116.654
Outros ativos	12	9.330	2.159	287.039	199.500
Investimentos	13	16.402.651	14.940.841	622.508	1.202.944
Imobilizado	14	2.573	1.515	10.614.068	8.754.616
Intangível	16	141	440	9.907.344	9.673.609
Ativo contratual	15	-	-	7.108.910	5.840.981
Total do não circulante		16.471.067	15.117.133	55.966.044	50.567.374
Total do ativo		17.599.298	15.227.134	71.146.081	66.119.878

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2022 e 2021
 (Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Circulante					
Fornecedores	17	2.068	1.840	3.227.768	4.269.598
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	3.362.615	2.246.711
Debêntures	19	-	-	1.323.011	1.788.125
Entidade de previdência privada	20	-	-	699.336	604.254
Taxas regulamentares	21	-	-	78.228	551.966
Imposto de renda e contribuição social a recolher	22	25.471	10.880	455.493	288.412
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	22	18.494	5.542	440.270	886.864
Dividendo		1.243.106	22.118	1.421.994	100.478
Obrigações estimadas com pessoal		-	-	182.768	165.074
Derivativos	35	-	4.018	76.759	5.067
Passivo financeiro setorial	9	-	-	281.398	-
Uso do bem público		-	-	23.884	16.212
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	5.687	2.046
PIS/COFINS devolução consumidores	8	-	-	945.091	58.606
Outras contas a pagar	24	28.873	19.169	2.354.869	1.930.303
Total do circulante		1.318.012	63.568	14.879.172	12.913.717
Não circulante					
Fornecedores	17	-	-	424.945	408.082
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	10.405.052	12.216.158
Debêntures	19	-	-	10.291.747	6.164.877
Entidade de previdência privada	20	-	-	1.586.390	2.860.176
Imposto de renda e contribuição social a recolher	22	-	-	255.017	232.603
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	22	-	-	1.012.970	6.092
Débitos fiscais diferidos	10	-	-	2.126.655	958.545
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	23	166	106	1.345.236	1.035.364
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	32	-	-	2.803.121	2.518.150
Derivativos	35	-	-	265.858	86.196
Passivo financeiro setorial	9	-	-	262.806	-
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	138.613	152.812
Uso do bem público		-	-	184.802	141.118
PIS/COFINS devolução consumidores	8	-	-	6.917.491	9.145.520
Outras contas a pagar	24	24.521	17.259	706.263	474.591
Total do não circulante		24.687	17.364	38.726.965	36.400.283
Patrimônio líquido	25				
Capital social		9.388.071	9.388.071	9.388.071	9.388.071
Reserva de capital		(1.396.339)	(1.646.145)	(1.396.339)	(1.646.145)
Reserva legal		1.710.665	1.455.685	1.710.665	1.455.685
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		4.840.094	4.072.689	4.840.094	4.072.689
Reserva de lucro a realizar		1.683.741	-	1.683.741	-
Dividendo		1.211.152	3.735.932	1.211.152	3.735.932
Resultado abrangente acumulado		(1.180.784)	(1.860.030)	(1.180.784)	(1.860.030)
		16.256.599	15.146.202	16.256.599	15.146.202
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		-	-	1.283.345	1.659.676
Total do patrimônio líquido		16.256.599	15.146.202	17.539.944	16.805.879
Total do passivo e do patrimônio líquido		17.599.298	15.227.134	71.146.081	66.119.878

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021
(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		2022	2021	2022	2021
Receita operacional líquida	27	90	45	39.354.237	39.210.148
Custo do serviço					
Custo com energia elétrica	28	-	-	(18.070.459)	(23.107.257)
Custo com operação		-	-	(4.056.829)	(3.322.199)
Depreciação e amortização		-	-	(1.561.868)	(1.335.080)
Outros custos com operação	29	-	-	(2.494.961)	(1.987.119)
Custo com serviço prestado a terceiros	29	-	-	(5.390.456)	(3.523.210)
Lucro operacional bruto		90	45	11.836.493	9.257.482
Despesas operacionais					
Despesas com vendas		1	-	(806.434)	(793.611)
Depreciação e amortização		-	-	(9.613)	(9.108)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		-	-	(318.628)	(338.707)
Outras despesas com vendas	29	1	-	(478.193)	(445.796)
Despesas gerais e administrativas		(64.467)	(36.324)	(1.470.759)	(1.084.757)
Depreciação e amortização		(8.535)	(406)	(141.633)	(109.033)
Outras despesas gerais e administrativas	29	(55.932)	(35.918)	(1.329.126)	(975.724)
Outras despesas operacionais		(75)	-	181.086	(492.979)
Amortização de intangível da concessão		-	-	(318.331)	(298.193)
Outras despesas operacionais	29	(75)	-	499.417	(194.786)
Resultado do serviço		(64.451)	(36.278)	9.740.387	6.886.135
Resultado de participações societárias	13	5.225.740	4.827.338	490.530	521.805
Resultado antes do resultado financeiro		5.161.289	4.791.060	10.230.917	7.407.940
Resultado financeiro	30				
Receitas financeiras		29.528	39.033	2.154.127	1.125.153
Despesas financeiras		(65.737)	(22.582)	(5.065.396)	(1.917.634)
		(36.209)	16.451	(2.911.269)	(792.482)
Lucro antes dos tributos		5.125.080	4.807.511	7.319.648	6.615.458
Contribuição social		(5.851)	(14.200)	(561.078)	(477.563)
Imposto de renda		(19.643)	(45.262)	(1.539.757)	(1.284.145)
		(25.494)	(59.462)	(2.100.835)	(1.761.708)
Lucro líquido do exercício		5.099.586	4.748.049	5.218.813	4.853.751
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores				5.099.586	4.748.049
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores				119.227	105.703
Lucro por ação atribuído aos acionistas controladores - R\$	26			4,43	4,12

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 2022 e 2021
(Em milhares de reais)

	Controladora	
	2022	2021
Lucro líquido do exercício	5.099.586	4.748.049
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Resultado abrangente do exercício reflexo sobre os investimentos da Companhia	706.371	(136.530)
Resultado abrangente do exercício	5.805.957	4.611.519
	Consolidado	
	2022	2021
Lucro líquido do exercício	5.218.813	4.853.751
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (Perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	717.369	(130.519)
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários.	(11.479)	(35.396)
Resultado abrangente consolidado do exercício	5.924.703	4.687.836
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	5.805.957	4.611.519
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	118.747	76.317

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 2022 e 2021
(Em milhares de reais)

	Reserva de lucros					Resultado abrangente acumulado				Participação de acionistas não controladores			
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva estatutária / Reforço de capital de giro	Reserva de lucro a realizar	Dividendo	Custo atribuído	Entidade de previdência privada / Risco de crédito na marcação a mercado	Lucros acumulados	Total	Resultado abrangente acumulado	Outros componentes do patrimônio líquido	Total do patrimônio líquido
Saldos em 31 de dezembro de 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)
Combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	706.371	5.099.586	5.805.957	-	118.747	5.924.703
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	5.099.586	5.099.586	-	119.227	5.218.813
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	-	(10.999)	-	(10.999)	-	(480)	(11.479)
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	717.369	-	717.369	-	-	717.369
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	254.979	767.405	1.683.741	-	(27.124)	-	(2.679.000)	-	(1.778)	1.778	-
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	(41.097)	-	41.097	-	(2.693)	2.693	-
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	13.973	-	(13.973)	-	916	(916)	-
Constituição da reserva legal	-	-	254.979	-	-	-	-	-	(254.979)	-	-	-	-
Constituição/Reversão de reserva de lucros no período	-	-	-	767.405	1.683.741	-	-	-	(2.451.145)	-	-	-	-
Outras movimentações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transações de capital com os acionistas	-	249.807	-	-	-	(2.524.781)	-	-	(2.420.586)	(4.695.559)	-	(495.081)	(5.190.638)
Combinação de negócios (nota 13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.026.283	1.026.283
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	249.807	-	-	-	-	-	-	-	249.807	-	(1.379.460)	(1.129.653)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	1.211.152	-	-	(1.211.152)	-	-	-	-
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	-	1.718	1.718	-	-	1.718
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	(3.735.932)	-	-	(1.211.152)	(4.947.084)	-	(141.902)	(5.088.986)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	9.388.071	(1.396.339)	1.710.665	4.840.094	1.683.741	1.211.152	274.113	(1.454.897)	-	16.256.599	2.946	1.280.399	17.539.944

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 2022 e 2021
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Lucro antes dos tributos	5.125.080	4.807.511	7.319.648	6.615.458
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Depreciação e amortização	8.536	406	2.031.445	1.751.415
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.342	1.003	286.854	274.151
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	318.628	338.707
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	37.640	(26.185)	2.251.999	319.659
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	-	-	337.904	248.754
Equivalência patrimonial	(5.225.740)	(4.827.338)	(490.530)	(521.805)
Perda (ganho) na baixa de não circulante	75	-	177.994	157.049
Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	(189.949)
Efeito de valorização a valor justo de combinação de negócios (nota 13)	-	-	(670.016)	-
Outros	-	-	289.654	(37.666)
	(53.067)	(44.603)	11.853.578	8.955.772
Redução (aumento) nos ativos operacionais				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	143.763	(246.053)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	4.954.728	5.336.292	497.788	296.524
Tributos a compensar	(27.236)	5.808	637.307	14.105
Depósitos judiciais	133	(241)	207.187	23.191
Ativo financeiro setorial	-	-	1.086.503	(2.326.724)
Contas a receber - CDE	-	-	(26.978)	(47.374)
Adições de ativo de transmissão	-	-	(618.773)	(396.522)
Outros ativos operacionais	(14.408)	5.597	555.191	(89.731)
Aumento (redução) nos passivos operacionais				
Fornecedores	228	(1.397)	(1.056.152)	251.683
Outros tributos e contribuições sociais	12.870	1.431	(827.748)	91.861
Outras obrigações com entidade de previdência privada	-	-	(662.297)	(391.177)
Taxas regulamentares	-	-	(468)	443.595
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(1.287)	(1.017)	(223.587)	(219.082)
Passivo financeiro setorial	-	-	59.778	(588.364)
Contas a pagar - CDE	-	-	6.481	(37.250)
Outros passivos operacionais	16.966	(1.051)	522.754	244.464
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	4.888.927	5.300.819	12.154.327	5.978.912
Encargos de dívidas e debêntures pagos	-	-	(1.462.558)	(651.960)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(10.693)	(18.588)	(1.711.643)	(1.465.362)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	4.878.234	5.282.231	8.980.126	3.861.590
Atividades de investimento				
Redução (Aumento) de capital em investidas	-	-	266.606	-
Aumento de caixa decorrente de reestruturação societária	-	-	147.351	-
Valor pago em combinações de negócios, líquido do caixa adquirido	-	-	(1.171.236)	(2.191.595)
Aquisições de imobilizado	(1.500)	-	(374.332)	(537.562)
Adições de ativo contratual	-	-	(4.790.932)	(3.027.732)
Adições e construções de intangível	(45)	(1.515)	(21.371)	(37.917)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	-	-	(1.152.057)	(307.497)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	-	-	836.940	1.676.049
Adiantamento para futuro aumento de capital	(1.043.120)	(1.350.000)	-	-
Mútuos concedidos a controladas e coligadas	(9.104)	-	-	-
Recebimentos de mútuos com controladas e coligadas	138.422	320.383	-	-
Outros	-	-	-	219.737
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(915.347)	(1.031.132)	(6.259.031)	(4.206.517)
Atividades de financiamento				
Captação de empréstimos e debêntures	-	-	11.391.854	6.121.146
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	-	-	(8.208.406)	(3.996.902)
Liquidação de operações com derivativos	(57.695)	26.980	(485.998)	800.334
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(3.724.378)	(4.251.559)	(3.872.339)	(4.298.495)
Amortizações de mútuos entre coligadas, controladas e controladora	-	(413.978)	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(3.782.073)	(4.638.557)	(1.174.889)	(1.373.917)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	180.814	(387.458)	1.546.206	(1.718.844)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	8.287	395.745	2.199.952	3.918.795
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	189.100	8.287	3.746.158	2.199.952

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 2022 e 2021

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2022	2021	2022	2021
1 - Receita	1.340	(3.266)	54.959.613	56.544.895
1.1 Receita de venda de energia e serviços	99	50	49.293.928	53.028.427
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	1.241	(3.316)	627.638	543.076
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	-	-	5.356.676	3.312.656
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(318.628)	(339.265)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(30.015)	(6.432)	(27.744.819)	(31.433.850)
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(20.204.658)	(25.618.449)
2.2 Material	(1.755)	(157)	(3.655.761)	(2.510.615)
2.3 Serviços de terceiros	(24.867)	(3.580)	(3.010.690)	(2.293.049)
2.4 Outros	(3.393)	(2.695)	(873.711)	(1.011.736)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	(28.675)	(9.698)	27.214.794	25.111.045
4 - Retenções	(8.536)	(406)	(2.038.567)	(1.759.502)
4.1 Depreciação e amortização	(8.536)	(406)	(1.720.235)	(1.461.309)
4.2 Amortização do intangível de concessão	-	-	(318.331)	(298.193)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	(37.210)	(10.104)	25.176.227	23.351.543
6 - Valor adicionado recebido em transferência	5.275.085	4.882.090	2.764.652	1.716.691
6.1 Receitas financeiras	49.345	54.752	2.274.122	1.194.886
6.2 Equivalência patrimonial	5.225.740	4.827.338	490.530	521.805
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	5.237.874	4.871.987	27.940.879	25.068.234
8 - Distribuição do valor adicionado				
8.1 Pessoal e encargos	30.394	21.368	2.235.835	1.731.008
8.1.1 Remuneração direta	11.382	9.691	1.178.292	928.562
8.1.2 Benefícios	17.845	10.771	944.017	724.349
8.1.3 F.G.T.S	1.167	906	113.527	78.097
8.2 Impostos, taxas e contribuições	50.541	79.692	15.311.474	16.435.877
8.2.1 Federais	50.458	79.607	9.477.863	8.294.676
8.2.2 Estaduais	83	85	5.786.159	8.100.367
8.2.3 Municipais	-	-	47.453	40.834
8.3 Remuneração de capital de terceiros	57.354	22.878	5.174.755	2.047.600
8.3.1 Juros	65.735	22.580	5.107.758	1.950.005
8.3.2 Aluguéis	(8.381)	298	66.997	97.595
8.4 Remuneração de capital próprio	5.099.586	4.748.049	5.218.813	4.853.751
8.4.1 Dividendo (inclui dividendo adicional proposto)	2.422.303	4.539.932	2.564.205	4.629.039
8.4.1 Lucros retidos	2.677.283	208.117	2.654.608	224.712
	5.237.874	4.871.987	27.940.879	25.068.234

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 2022 E 2021
(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, comercialização e transmissão 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	4.869	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	1.905	30 anos	Outubro de 2029
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	3.072	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	497	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 52,12%	Santa Catarina	1 usina hidrelétrica	880	460
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 56,93% (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 Comercialização de Energia Cone Sul Ltda ("CPFL Cone Sul")	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo
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 100%	Rio Grande do Sul
Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. (TESB)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 96,84%	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, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda ("CPFL Infra")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de infraestrutura e frota	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda ("CPFL Pessoas")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de recursos humanos	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda ("CPFL Finanças")	Sociedade limitada	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%
Nect Serviços Adm de Suprimentos E Logística 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%
Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%
Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí 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%

- 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 2022, 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) O Grupo assumiu o controle da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica-CEEE-T ("CPFL Transmissão") em 14 de outubro de 2021. Em abril de 2022, como resultado do leilão da oferta pública unificada de aquisição obrigatória de ações ordinárias por alienação de controle e voluntária de ações

preferenciais de emissão da CPFL Transmissão, passou a deter 99,26% do capital social total (anteriormente 66,08%). Em dezembro de 2022, como resultado do resgate compulsório de ação em circulação, o Grupo passou a deter 100% do capital social total da CPFL Transmissão. Para mais detalhes vide nota 13.4.1.

- e) O Grupo assumiu o controle da Campos Novos Energia S.A. (“ENERCAN”) em 17 de novembro de 2022, após a aquisição de 3,39% do capital social da subsidiária, detendo a participação acionária de 52,12% (anteriormente 48,72%, anteriormente controlada em conjunto, registrada por equivalência patrimonial até a data de troca de controle). Para mais detalhes vide nota 13.4.2.

1.1 Mudanças Climáticas

Como posicionamento frente às Mudanças Climáticas, a CPFL Energia declara seu compromisso com os objetivos do Acordo de Paris e com a necessidade de limitar o aumento da temperatura média global em 1,5°C, com a consequente redução e neutralização das emissões de Gases de Efeito Estufa “GEE”.

Anualmente, a Companhia realiza o Inventário de Emissões de GEE e faz as medições e divulgação nos três escopos do inventário, sendo eles:

- Escopo 1: Emissões diretas que pertencem ou são controladas pela companhia
- Escopo 2: Emissões indiretas relacionadas a compra de energia elétrica e a perdas técnicas de distribuição e transmissão de energia
- Escopo 3: Emissões indiretas relacionadas à cadeia de valor

A Companhia considera em sua estratégia o Plano ESG (Environmental, Social and Governance), o qual demonstra as diretrizes de atuação para todos os negócios e orienta a realização de investimentos alinhados às tendências globais para o desenvolvimento sustentável. A estrutura do plano considera três compromissos principais relacionados à descarbonização das operações: (i) Gerar energia 100% renovável até 2030; (ii) Ser carbono neutro* a partir de 2025, reduzindo 35% das emissões dos escopos 1, 2 e 3 até 2030; e (iii) Oferecer soluções de baixo carbono para nossos clientes, com metas anuais de receitas de IRECs (certificados internacionais de energia renovável) e de créditos de carbono.

Na publicação “Nossa jornada contra as mudanças climáticas” a CPFL divulga suas estratégias, os riscos e oportunidades para a Companhia, de acordo com a metodologia Task Force for Climate-related Financial Disclosures – TCFD (Força-Tarefa sobre Divulgações Financeiras Relacionadas ao Clima).

*Compensando as emissões dos escopos 1, 2 e 3

(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 13 de março de 2023

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 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).

Adicionalmente a Administração exerce julgamentos significativos na determinação das premissas utilizadas na mensuração do passivo de arrendamento, como a determinação do prazo dos vários contratos de arrendamentos, das taxas de desconto, da determinação dos contratos que estão no escopo da norma e, dos impactos que eventuais alterações nas premissas associadas aos julgamentos e estimativas adotados pela Companhia e suas controladas.

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 BAESA, Chapecoense, EPASA, TPAE e ETAU que são registradas por equivalência patrimonial, e (ii) a participação minoritária nas controladas Paulista Lajeado (referente ao investimento na Investco S.A.) e na CPFL Transmissão (referente ao investimento na Centrais Elétricas S.A. - Eletrosul), as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2022 e 2021, 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. Em 31 de dezembro de 2022, além destas controladas, há também a participação de acionistas não controladores na ENERCAN.

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 podem incluir 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 reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

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

Transmissoras:

As transmissoras do Grupo são responsáveis por construir e operar a infraestrutura de transmissão 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. O Grupo atribuiu margens esperadas de construção entre 5% e 29%, antes dos impostos, e de operação e manutenção de até 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 13% 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 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:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso 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 ressarcimento pela parte garantida ou uma despesa antecipada em função das garantias, que é amortizado pelo recebimento de caixa de outros acionistas ou pela taxa de juros efetiva durante o prazo da garantia. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, as garantias são mensuradas periodicamente pelo maior valor entre o montante determinado de acordo com o CPC 25/IAS 37 e o montante inicialmente reconhecido, menos sua amortização acumulada.

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

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 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 reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação de distribuição de energia elétrica da Companhia e devem respeitar as mesmas regras regulatórias descritas no item 3.5.

- (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.

3.7 Redução ao valor recuperável (“impairment”)

- 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 esperada, 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:

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

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

- 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.
- 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 realizada 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 omissivo, distribuir metade do lucro ajustado conforme mesmo inciso supramencionado. Apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado no passivo, 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 influenciam 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 destes montantes 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, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia de cada distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na obrigação de desempenho que é atendida com base no valor da 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 no momento em que a obrigação de desempenho é atendida, ou seja, quando ocorre a entrega da energia dos 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 no decorrer da prestação do serviço, 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.

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 mensalmente 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 reconhecidos mensalmente pelo regime de competência.

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 referente 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 (IAS 20).

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 Arrendamentos

Com a adoção do IFRS 16 (CPC 06 (R2)) – o Grupo passou a reconhecer um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento na data de início do arrendamento. O passivo de arrendamento é mensurado inicialmente pelo valor presente dos pagamentos de aluguéis que não foram pagos na data de transição, descontados usando a taxa incremental, uma taxa nominal fixa baseada no endividamento do Grupo.

O prazo do arrendamento equivale ao período mínimo não cancelável dos contratos e o Grupo não adiciona ao prazo do arrendamento os períodos cobertos por uma opção de renovação, exceto nos casos em que a Companhia ou a controlada esteja razoavelmente certa de que a opção de renovação será exercida. O ativo de direito de uso é mensurado inicialmente ao custo, que compreende o valor da mensuração inicial do passivo de arrendamento e, quando aplicável, ajustado para quaisquer pagamentos de arrendamento efetuados de forma antecipada, custos diretos iniciais incorridos, estimativas de custo para desmontagem e remoção e incentivos recebidos.

O ativo de direito de uso é subsequentemente amortizado pelo mesmo método de depreciação/amortização aplicado para itens similares do ativo imobilizado e/ou intangível de direito de concessão (distribuidoras) e, se aplicável, também será reduzido por perdas por redução ao valor recuperável. O Grupo remensura o passivo de arrendamento se houver uma alteração no prazo do arrendamento ou se houver alteração nos pagamentos futuros de arrendamento resultante de alteração no índice ou na taxa utilizada para determinar esses pagamentos, reconhecendo o valor da remensuração do passivo de arrendamento como ajuste ao ativo de direito de uso.

3.17 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 contribuam, 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.

3.18 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 o registro é 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.

3.19 Mudanças nas principais políticas contábeis

A partir de 1º de janeiro de 2022, o Grupo adotou inicialmente as alterações ao CPC 25 / IAS 37 sobre custos para cumprir um contrato, considerando avaliações a fim de identificar se existem contratos onerosos. Também adotou inicialmente as alterações ao CPC 15 (R1) / IFRS 3, sobre a atualização da norma de definição relacionada à Estrutura Conceitual. E por fim, destaca-se as alterações referentes ao CPC 27 / IAS 16 de ativo imobilizado, de proibição da entidade em deduzir do custo do imobilizado os valores recebidos da venda de itens produzidos enquanto o ativo não estiver pronto para uso. Outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2022, mas, assim como as destacadas acima, não afetaram materialmente as demonstrações financeiras do Grupo.

3.20 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 2022. O Grupo não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras:

(a) 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, além de outras alterações para ajudar as entidades a distinguir mudanças em estimativas contábeis de mudanças em políticas contábeis. Na nova definição, estimativas contábeis constitui-se como “valores monetários nas demonstrações financeiras sujeitos à incerteza de mensuração”. Em relação às demais alterações, também houve o esclarecimento de como as entidades usam as técnicas de medição e inputs para desenvolver as estimativas contábeis.

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

(b) 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*, para fornecer orientações através de guias e exemplos para ajudar entidades a aplicar o julgamento da materialidade para a divulgação de políticas contábeis. As alterações substituem o termo de “políticas contábeis significativas” para “políticas contábeis materiais”, considerando que as políticas contábeis materiais são aquelas que, em conjunto com outras informações das demonstrações contábeis, influenciem nas decisões dos principais usuários das demonstrações contábeis. Isto é, são materiais devido à natureza das transações, eventos ou condições que estão relacionadas.

As alterações ao IAS 1 são aplicáveis para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2023.

(c) Imposto Diferido relacionado a Ativos e Passivos Resultantes de uma única transação (alterações sobre o CPC 32 / IAS 12)

Em maio de 2021 o IASB emitiu alterações ao IAS 12 (norma correlata ao CPC 32), na qual, estabelece o reconhecimento de imposto diferido sobre transações que, no reconhecimento inicial, dão origem a montantes iguais de diferenças temporárias tributárias e dedutíveis.

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

(d) Classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes (CPC 26 / IAS 1)

Em janeiro de 2020 o IASB emitiu alterações ao IAS 1 (CPC 26 (R1)) para esclarecer os requisitos para a apresentação de passivos nas demonstrações financeiras. As alterações estabelecem que a classificação de passivos como circulantes ou não circulantes se baseia nos direitos da entidade existentes na data do balanço. Assim, para uma entidade classificar passivos como não circulantes, deve possuir o direito discricionário de refinanciamento da obrigação e de evitar a liquidação dos passivos por no mínimo doze meses da data do balanço, por exemplo.

As alterações serão vigentes para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2024 e serão aplicáveis para mudanças nas políticas e estimativas contábeis que ocorrerem em, ou após, o início desse período.

Para as novas interpretações e mudanças citadas acima ainda não vigentes, destaca-se que a Companhia está avaliando as alterações dos pronunciamentos, mas não espera impactos relevantes 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 valor novo 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	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Saldos bancários	860	332	136.250	916.324
Aplicações financeiras	188.240	7.954	3.609.908	1.283.628
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	7.954	878	13.827
Títulos de crédito privado (b)	188.240	-	3.508.134	1.195.745
Fundos de investimento (c)	-	-	100.896	74.055
Total	189.100	8.287	3.746.158	2.199.952

- 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\$ 2.899.482 (R\$ 716.939 em 31 de dezembro de 2021), e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 608.651 (R\$ 478.806 em 31 de dezembro de 2021). Todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,03% do CDI (98,5% do CDI em 31 de dezembro de 2021).
- c) Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média de 101,09% do CDI (101,4% do CDI em 31 de dezembro de 2021), tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDB’s 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	
	31/12/2022	31/12/2021
Através de fundos de investimentos (a)	208.886	474.169
Aplicação direta (b)	647.358	111.689
Total	856.244	585.858

- 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 101,09% do CDI (101,4% do CDI em 31 de dezembro de 2021).
- b) Representa principalmente títulos sem liquidez imediata e que não possuem no curto prazo possibilidade de resgate sem perda significativa de valor, com remuneração equivalente de 100% do CDI.

(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

No consolidado, o saldo é oriundo, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de dezembro de 2022 e 2021, é como segue:

	Consolidado				
	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2022	31/12/2021
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	963.334	578.438	109.867	1.651.639	2.102.567
Industrial	145.714	53.131	108.662	307.508	348.504
Comercial	240.705	77.925	44.664	363.294	442.050
Rural	100.822	28.854	17.392	147.068	172.036
Poder público	74.040	8.196	8.264	90.499	109.602
Iluminação pública	98.781	4.796	3.207	106.784	150.422
Serviço público	60.379	10.093	14.579	85.053	102.303
Faturado	1.683.775	761.433	306.635	2.751.845	3.427.484
Não faturado	1.531.707	-	-	1.531.707	1.356.948
Parcelamento de débito de consumidores	170.474	64.065	54.725	289.264	386.240
Operações realizadas na CCEE	130.017	22.367	19.782	172.166	510.090
Concessionárias e permissionárias	489.481	228.968	20.233	738.682	519.150
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	(9.567)	-	-	(9.567)	(371.511)
Outros	27.751	-	-	27.751	56.173
	4.023.638	1.076.833	401.375	5.501.848	5.884.574
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(430.718)	(459.396)
Total				5.071.130	5.425.177
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	140.383	-	-	140.383	168.961
Energia livre	8.125	-	-	8.125	7.230
Operações realizadas na CCEE	13.383	-	43.768	57.151	82.983
Total	161.891	-	43.768	205.659	259.173

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.

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), ofereceu descontos aos 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.

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 descrito na nota explicativa 35 (f).

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos	Total
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)
Provisão revertida (constituída) líquida	(515.266)	(1.336)	(516.602)
Recuperação de receita	212.662	(14.688)	197.974
Baixa de contas a receber provisionadas	331.281	14.683	345.964
Reclassificação de outros ativos	-	(7.561)	(7.561)
Saldo em 31/12/2022	(430.718)	(39.040)	(469.758)
Circulante	(430.718)	(39.040)	(469.758)

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	94.338	4.641
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	262.763	19.459
Imposto de renda e contribuição social a compensar	168.431	72.983
Imposto de renda e contribuição social a compensar	525.532	97.083
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	43.468	7.817
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	90.519	73.311
ICMS a compensar	477.271	186.451
Programa de integração social - PIS	32.792	19.656
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	101.471	83.451
Outros	5.833	4.994
Outros tributos a compensar	751.353	375.680
Total circulante	1.276.885	472.763
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	6.771	8.398
Imposto de renda a compensar - IRPJ	114.610	108.934
Imposto de renda e contribuição social a compensar	121.381	117.332
ICMS a compensar	407.150	271.003
Programa de integração social - PIS	112.611	2.646
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	7.980	8.647
Outros	752	4.202
Outros tributos a compensar	528.493	286.498
Total não circulante	649.874	403.830

Antecipações de Contribuição social – CSLL e Imposto de renda – IRPJ – refere-se ao recolhimento a maior de estimativas de IRPJ e CSLL do ano de 2022

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

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

Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS

Ativo	Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
PIS sobre ICMS	296.009	226.042
COFINS sobre ICMS	1.389.634	1.062.781
Total circulante	1.685.643	1.288.824
Não circulante		
PIS sobre ICMS	1.217.027	1.421.731
COFINS sobre ICMS	5.577.836	6.514.839
Total não circulante	6.794.863	7.936.570
Passivo - PIS/COFINS		
devolução consumidores		
Circulante	(945.091)	(58.606)
Não circulante	(6.917.491)	(9.145.520)

As controladas (i) CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE Sul, CPFL Santa Cruz, (ii) CPFL Brasil e (iii) CPFL Serviços 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 2019 e 2021, a maioria das controladas obteve decisão transitada em julgado favorável, registrando ativos de tributos a compensar e passivo com consumidores. Ainda em 2021, tendo em vista (i) a decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (ii) os termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, foram reconhecidos em setembro de 2021 os créditos de PIS e COFINS, nas controladas CPFL Santa Cruz (relacionado a empresa incorporada em dezembro de 2017), e da RGE (relacionado a empresa incorporada em dezembro de 2018). A partir de 2020 as controladas que possuem créditos fiscais habilitados junto à Receita Federal do Brasil iniciaram as compensações.

Durante os reajustes tarifários de 2021 e 2022 das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Paulista, RGE Sul e Piratininga foram considerados a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes das referidas ações judiciais, como componente financeiro negativo extraordinário nos montantes de R\$ 155.807, R\$ 773.880, R\$ 886.546 e R\$ 434.863 respectivamente.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, o Grupo entende que para as distribuidoras a necessidade de devolução 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.

Em 28 de junho de 2022 foi publicada a Lei nº 14.385, a qual determina que a ANEEL promova, nos processos tarifários, a destinação integral do crédito em questão em proveito dos consumidores afetados pela cobrança de tributo a maior. O Grupo entende que tal dispositivo legal não retira o direito de ter vertido em favor de

suas controladas os créditos abarcados pela prescrição (acima de 10 anos), bem como continuará acompanhando os desdobramentos deste tema, de forma a adotar as medidas que sejam necessárias para resguardar seu direito. Sobre este tema, em dezembro de 2022 a ABRADDE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), entidade da qual as Distribuidoras do Grupo CPFL são associadas, ajuizou Ação Direta de Inconstitucionalidade perante o Supremo Tribunal Federal, distribuída sob nº 7324, questionando referida legislação, a qual pende de julgamento.

Logo, a decisão contábil do Grupo de, neste momento, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor não significa qualquer renúncia de direito.

(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

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

	Consolidado													
	Saldo em 31/12/2021			Receita operacional (nota 26)			Devolução de crédito de PIS/COFINS	Recebimento				Saldo em 31/12/2022		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária		Conta de comercialização de Itaipu	Conta de escassez hídrica	Acordo com consumidor	CDE Eletrobrás	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	2.373.119	582.769	2.955.886	(568.671)	(1.134.596)	244.369	-	(5.173)	-	-	(24.850)	471.206	446.356	
CVA ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(711.593)	(212.459)	138.784	(73.674)	
CDE ⁽²⁾	(137.471)	21.916	(115.556)	817.309	(85.234)	21.400	-	-	-	(1.300.078)	(92.870)	(2.282.748)	(2.282.748)	
Custos energia elétrica	(228.166)	(187.046)	(415.202)	(2.853.260)	1.250.268	(161.251)	-	-	(103.304)	-	(560.370)	321.176	(239.194)	
ESS e EER ⁽³⁾	1.415.965	150.042	1.566.007	(988.876)	(665.179)	69.419	-	-	(230.564)	-	-	3.491	94.605	
Proinfa	992	23.178	24.170	150.389	(94.514)	14.559	-	-	-	-	-	408.404	70.216	
Rede básica	112.460	121.316	233.776	414.581	(197.628)	27.891	-	-	-	-	-	597.536	756.556	
Repasso de Itaipu	1.554.343	526.707	2.081.050	617.807	(1.578.071)	238.478	-	(5.173)	-	-	-	31.388	2.971	
Transporte de Itaipu	865	16.591	17.366	31.545	(15.942)	1.389	-	-	-	-	-	(127.901)	(29.354)	
Neutralidade dos encargos setoriais	(86.990)	(50.423)	(137.413)	(109.772)	95.720	(5.791)	-	-	-	-	-	1.135.535	102.413	
Sobrecontratação	(258.889)	(39.422)	(298.312)	1.352.002	145.984	38.274	-	-	-	-	-	(397)	(397)	
Bandeira tarifária faturada	-	-	-	(397)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outros componentes financeiros	440.582	(205.994)	234.588	816.884	975.668	92.150	(2.002.056)	(194.595)	(464.832)	(3.419)	251.537	(797.149)	(545.612)	
Total	2.813.701	376.775	3.190.474	248.212	(158.928)	336.519	(2.002.056)	(199.768)	(798.700)	(3.419)	(711.593)	226.687	(325.943)	
Ativo circulante			2.373.727										230.816	
Ativo não circulante			816.748										214.133	
Passivo circulante			-										(281.398)	
Passivo não circulante			-										(262.806)	

(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")

Recebimento - Conta de escassez hídrica: O Decreto nº 10.939/2022 regulamentou as medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica. Ficou autorizada a criação da Conta de Escassez Hídrica, posteriormente regulamentada pela ANEEL por meio da Consulta Pública nº 02/2022 resultando na publicação da Resolução Normativa nº 1.008/2022.

As distribuidoras do Grupo manifestaram necessidade de aporte por meio de termo de aceitação, e teve o recurso homologado através do Despacho nº 1.177/2022, com recebimento de R\$ 798.700 no segundo trimestre de 2022.

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) Devolução do crédito de PIS/COFINS: homologação, nos reajustes tarifários anuais e extraordinários de 2022, da devolução do crédito de PIS/COFINS relativo à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, que foram considerados como passivo regulatório pela ANEEL, (ii) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que será amortizado quando da homologação dos ciclos de revisão tarifária periódica; (iii) 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.

(10) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS**10.1 Composição dos créditos e débitos fiscais**

	Consolidado	
	<u>31/12/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	172.001	198.774
Benefício fiscal do intangível incorporado	66.178	73.956
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(733.928)	(468.358)
Subtotal	(495.748)	(195.629)
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	479.984	553.464
Benefício fiscal do intangível incorporado	209.449	235.884
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(2.025.447)	(1.293.467)
Subtotal	(1.336.014)	(504.119)
<u>Crédito (Débito) de PIS e COFINS</u>		
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(47.077)	(27.203)
Total	(1.878.839)	(726.951)
Total crédito fiscal	247.816	231.594
Total débito fiscal	(2.126.655)	(958.545)

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis, 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			
	<u>31/12/2022</u>		<u>31/12/2021</u>	
	<u>CSLL</u>	<u>IRPJ</u>	<u>CSLL</u>	<u>IRPJ</u>
CPFL Paulista	22.743	63.175	27.369	76.024
CPFL Piratininga	6.039	20.726	7.074	24.279
RGE	37.396	118.657	39.513	127.397
CPFL Renováveis	-	6.892	-	8.184
Total	66.178	209.449	73.956	235.884

10.3 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis / tributáveis

	Consolidado					
	31/12/2022			31/12/2021		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	92.005	255.567	-	62.905	174.736	-
Entidade de previdência privada	19.087	53.019	-	10.161	28.226	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	39.848	110.689	-	44.029	122.303	-
Provisão energia livre	11.338	31.495	-	10.237	28.436	-
Programas de P&D e eficiência energética	12.243	34.008	-	17.674	49.094	-
Provisão relacionada a pessoal	7.786	21.627	-	8.969	24.913	-
Diferença de taxas de depreciação	2.142	5.951	-	2.796	7.767	-
Derivativos	(58.508)	(162.521)	-	(134.790)	(374.417)	-
Registro da concessão - ajuste do intangível	(2.933)	(8.147)	-	(3.714)	(10.315)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(437.502)	(1.215.282)	-	(311.378)	(864.939)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo contratual	(162.412)	(438.274)	(46.974)	(99.765)	(269.775)	(23.069)
Perdas atuariais	25.153	69.870	-	25.153	69.870	-
Marcação a Mercado - Derivativos	40.556	112.655	-	20.470	56.861	-
Marcação a Mercado - Dívidas	(50.947)	(141.518)	-	(28.455)	(79.041)	-
Outros	(63.620)	(176.672)	(104)	(11.343)	(31.662)	(916)
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado						
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído	(35.978)	(99.940)	-	(39.157)	(108.769)	-
Perdas atuariais	100.095	278.043	-	135.697	376.937	-
Marcação a Mercado - Derivativos	231	641	-	600	1.667	-
Marcação a Mercado - Dívidas	(2.037)	(5.657)	-	(2.610)	(7.251)	-
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - combinação de negócios						
Impostos diferidos - ativo:						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	13.271	36.863	-	17.806	49.462	-
Valor justo de ativo imobilizado (menos valia de ativos)	14.592	40.533	-	15.779	43.829	-
Impostos diferidos - passivo:						
Valor justo de ativo imobilizado (mais valia de ativos)						
Mais valia decorrente da apuração de custo atribuído	(16.056)	(44.602)	-	(16.375)	(45.487)	-
Mais valia decorrente da Aquisição do controle da Enercan	(105.963)	(294.343)	-	-	-	-
Intangível - direito de exploração/autorização em controladas indiretas adquiridas	(172.542)	(478.958)	-	(189.269)	(525.418)	-
Outras diferenças temporárias	(3.778)	(10.494)	-	(3.778)	(10.494)	-
Total	(733.928)	(2.025.447)	(47.077)	(468.358)	(1.293.467)	(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:

	Consolidado
Expectativa de recuperação	
2023	458.095
2024	261.026
2025	195.681
2026	136.969
2027	536.184
2028 a 2030	132.845
2031 a 2033	23.655
Total	1.744.454

10.5 Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2022 e 2021:

	Controladora			
	2022		2021	
	C SLL	IRPJ	C SLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	5.125.080	5.125.080	4.807.511	4.807.511
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Resultado de participações societárias	(5.225.740)	(5.225.740)	(4.827.338)	(4.827.338)
Amortização de intangível adquirido	(13.528)	-	(13.528)	-
Juros sobre o capital próprio	191.450	191.450	155.979	155.979
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	16.103	21.847	9.432	14.223
Base de cálculo	93.365	112.637	132.056	150.375
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(8.403)	(28.159)	(11.885)	(37.594)
Ajustes de créditos fiscais	2.552	8.516	(2.315)	(7.668)
Total	(5.851)	(19.643)	(14.200)	(45.262)
Corrente	(5.954)	(19.929)	(8.831)	(27.729)
Diferido	103	286	(5.369)	(17.533)

	Consolidado			
	2022		2021	
	C SLL	IRPJ	C SLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	7.319.648	7.319.648	6.615.458	6.615.458
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Resultado de participações societárias	(490.530)	(490.530)	(521.805)	(521.805)
Amortização de intangível adquirido	41.330	62.756	48.711	62.756
Efeito regime lucro presumido	(697.045)	(789.884)	(670.323)	(760.494)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	201.602	201.602	179.950	179.950
Efeito de valorização a valor justo de combinação de negócios (nota 13)	(670.016)	(670.016)	-	-
Transação Tributária - Contencioso Judicial (Nota 22)	455.013	546.527	-	-
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	563.902	505.629	73.609	(19.398)
Base de cálculo	6.723.905	6.685.733	5.725.600	5.556.467
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(605.151)	(1.671.433)	(515.304)	(1.389.117)
Ajustes de créditos fiscais	45.308	132.752	36.615	107.786
(Provisão) reversão para riscos fiscais	(1.234)	(1.075)	1.125	(2.814)
Total	(561.078)	(1.539.757)	(477.563)	(1.284.145)
Corrente	(427.676)	(1.170.942)	(444.922)	(1.188.071)
Diferido	(133.402)	(368.815)	(32.641)	(96.074)

Amortização de intangível adquirido - Refere-se à parcela não dedutível da amortização do intangível originado na aquisição de controladas. Na controladora, tais valores são classificados na linha de resultado de equivalência patrimonial, em atendimento do ICPC 09 (R2) (nota 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 despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrada no resultado do exercício de R\$ 502.217 (R\$ 128.715 em 2021) refere-se principalmente a (i) prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 100.968 (R\$ 5.100 em 2021); (ii) despesas com realização benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 34.213 (R\$ 34.536 em 2021) e (iii) despesas com diferenças temporárias de R\$ 367.036 (R\$ 99.279 em 2021).

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 2022 e 2021 foram os seguintes:

	Consolidado			
	2022		2021	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	(883.967)	(883.967)	(63.733)	(63.733)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	28.785	28.785	(12.024)	(12.024)
Base de cálculo	(855.182)	(855.182)	(75.757)	(75.757)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	76.966	213.796	6.818	18.939
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(40.485)	(112.463)	46.998	130.553
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	36.481	101.333	53.816	149.493
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	17.393	17.393	53.630	53.630
Custo atribuído de ativo imobilizado	41.097	41.097	42.826	42.826
Subtotal	58.490	58.490	96.456	96.456
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(5.264)	(14.622)	(8.681)	(24.114)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	31.217	86.711	45.135	125.379

10.7 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31 de dezembro de 2022, a controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não reconhecidos no montante de R\$ 116.593, 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 2022, as controladas que possuem tais créditos não registrados são CPFL Renováveis R\$ 185.094, Sul Geradora R\$ 72.778, CPFL Telecom R\$ 35.144, CPFL Brasil R\$ 117.065, CPFL Cone Sul R\$ 5.602, Clion R\$ 144 e Jaguari Geração R\$ 2.543. Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

	Consolidado
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
Ajuste ao valor justo	1.449.690
Transferência - ativo contratual	3.594.739
Transferência - ativo intangível	(13.957)
Baixas	(110.151)
Saldo em 31/12/2022	18.202.007
Não circulante	18.202.007

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 e 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 2022, as baixas de R\$ 110.151 (R\$ 77.825 em 2021) referem-se tanto à baixa do ativo de R\$ 61.834 (R\$ 48.622 em 2021) como à baixa de sua respectiva atualização de R\$ 48.317 (R\$ 29.163 em 2021).

(12) OUTROS ATIVOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Adiantamentos - Plano de previdência privada	7.544	8.877	-	6.797
Adiantamentos - fornecedores	52.686	43.814	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	67.582	27.214	19.973	18.026
Ordens em curso	458.867	440.863	13.453	10.594
Serviços prestados a terceiros	33.647	36.129	-	-
Contratos de pré-compra de energia	-	-	269	3.015
Despesas antecipadas	115.997	119.436	13.826	17.045
Contas a receber - CDE	216.754	189.776	-	-
Adiantamentos a funcionários	25.085	27.536	-	-
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	4.445	371.511	-	-
Empréstimos	-	187.180	-	-
Outros	263.251	296.148	239.518	144.022
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(39.040)	(30.138)	-	-
Total	1.206.817	1.718.346	287.039	199.500

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

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

Ordens em curso – Compreende custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética (“PEE”) e Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em Outras Contas a Pagar (nota 24).

Contas a receber – CDE – refere-se às subvenções de baixa renda e outros descontos tarifários concedidos a consumidores.

Empréstimos – Em 31 de dezembro de 2021 refere-se a empréstimo feito entre a controlada indireta CPFL Transmissão e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), anteriormente sociedade parceira. Recebido integralmente no 3º trimestre de 2022.

O direito de uso dos contratos de arrendamento está apresentado na rubrica outros (nota 3.16).

(13) INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial				
Pelo patrimônio líquido da controlada e controlada em conjunto	15.011.538	14.517.982	614.765	1.194.622
Adiantamento para futuro aumento de capital	1.043.120	-	-	-
Subtotal	16.054.658	14.517.982	614.765	1.194.622
Mais valia de ativos, líquidos	341.938	416.805	7.743	8.322
Âgio de rentabilidade futura	6.054	6.054	-	-
Total	16.402.651	14.940.841	622.508	1.202.944

13.1 Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial

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

Investimento	31/12/2022				31/12/2022		31/12/2021		2022		2021	
	Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do exercício	Participação	patrimônio líquido	Participação	patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial	Resultado de equivalência patrimonial		
CPFL Paulista	19.999.870	1.360.797	1.193.678	707.238	1.193.678	1.551.033	707.238	1.312.746				
CPFL Piratininga	7.122.403	263.085	366.553	512.992	366.553	387.459	512.992	500.398				
CPFL Santa Cruz	1.925.683	170.413	442.243	103.407	442.243	432.359	103.407	87.389				
RGE	16.340.621	2.842.391	3.985.709	1.054.697	3.517.956	3.271.259	952.937	873.797				
CPFL Geração	5.356.384	2.022.783	4.044.252	2.042.978	4.044.252	4.207.597	2.042.978	1.217.513				
CPFL Renováveis	9.697.008	4.032.292	5.757.919	1.292.262	2.830.016	2.815.646	635.148	719.160				
CPFL Jaguarí Geração	36.635	40.108	25.432	(14.676)	25.432	59.214	(14.676)	26.960				
CPFL Brasil	4.711.481	1.352.828	3.091.351	242.628	3.091.351	1.319.878	242.628	35.888				
CPFL Planalto	5.831	630	5.039	4.409	5.039	3.014	4.409	4.419				
CPFL Serviços	427.526	150.929	188.900	7.269	188.900	183.357	7.269	27.192				
CPFL Atende	24.524	5.991	14.335	1.150	14.335	17.645	1.150	11.943				
CPFL Infra	17.602	38	6.547	5.950	6.547	4.841	5.950	4.243				
CPFL Pessoas	18.453	811	12.834	11.861	12.834	8.004	11.861	11.901				
CPFL Finanças	22.296	385	17.105	20.643	17.105	12.565	20.643	15.103				
CPFL Supre	10.346	826	5.926	10.807	5.926	5.432	10.807	6.950				
CPFL Telecom	4.122	1.928	3.613	320	3.613	3.293	320	63				
CPFL Eficiência	164.831	95.234	155.650	9.761	155.650	145.850	9.761	12.064				
AUTHI	24.738	10	14.096	1.446	14.096	12.650	1.446	224				
Alesta	125.370	38.126	118.647	44.116	118.647	76.627	44.116	32.690				
Clion	635	206	484	224	484	260	224	38				
Subtotal Investimento - pelo patrimônio líquido da controlada					16.054.658	14.517.982	5.300.608	4.900.680				
Amortização da mais valia de ativos					-	-	(74.867)	(73.342)				
Total					16.054.658	14.517.982	5.225.740	4.827.338				
Investimento					15.011.538	14.517.982						
Adiantamento para futuro aumento de capital					1.043.120	-						

A mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é classificada, no balanço da controladora, no grupo de Investimentos. Na demonstração do resultado da controladora, a amortização da mais valia de ativos de R\$ 74.867 (R\$ 73.342 em 2021) 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 2022 e 2021 é como segue:

Investimento	Investimento em 31/12/2021	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Adiantamento para futuro aumento de capital	Outros	Investimento em 31/12/2022
CPFL Paulista	1.551.033	707.238	263.192	(1.327.785)	-	-	1.193.678
CPFL Piratininga	387.459	512.992	83.197	(617.095)	-	-	366.553
CPFL Santa Cruz	432.359	103.407	(177)	(93.346)	-	-	442.243
RGE	3.271.259	952.937	45.881	(752.121)	-	-	3.517.956
CPFL Geração	4.207.597	2.042.978	3.288	(2.210.001)	-	391	4.044.252
CPFL Renováveis	2.815.646	635.148	3.178	(624.334)	-	378	2.830.016
CPFL Jaguarí Geração	59.214	(14.676)	-	(19.106)	-	-	25.432
CPFL Brasil	1.319.878	242.628	307.811	(57.624)	1.029.620	249.037	3.091.351
CPFL Planalto	3.014	4.409	-	(2.384)	-	-	5.039
CPFL Serviços	183.357	7.269	-	(1.726)	-	-	188.900
CPFL Atende	17.645	1.150	-	(4.460)	-	-	14.335
CPFL Infra	4.841	5.950	-	(4.243)	-	-	6.547
CPFL Pessoas	8.004	11.861	-	(7.031)	-	-	12.834
CPFL Finanças	12.565	20.643	-	(16.103)	-	-	17.105
CPFL Supri	5.432	10.807	-	(10.314)	-	-	5.926
CPFL Telecom	3.293	320	-	-	-	-	3.613
CPFL Eficiência	145.850	9.761	-	(13.461)	13.500	-	155.650
AUTHI	12.650	1.446	-	-	-	-	14.096
Alesta	76.627	44.116	-	(2.095)	-	-	118.647
Clion	260	224	-	-	-	-	484
	14.517.982	5.300.608	706.371	(5.763.228)	1.043.120	249.807	16.054.658

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 Jaguarí 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
Alesta	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 13.4.1).

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

Investimento	31/12/2022	31/12/2021	2022	2021
	Participação patrimônio líquido		Resultado de equivalência patrimonial	
Baesa	127.288	155.703	(1.381)	9.721
Enercan	-	307.459	194.229	204.249
Chapecoense	186.139	433.866	223.652	233.816
EPASA	254.550	281.544	72.431	71.355
CSC-Central de Serv.Compartilhados S/A	1.093	-	379	-
Investimentos CPFL Transmissão	45.696	16.050	1.799	3.244
Mais valia de ativos líquidos	7.743	8.322	(579)	(579)
	622.508	1.202.944	490.530	521.805

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 2022 e 2021 os seguintes saldos a receber das controladas abaixo, referentes a dividendo e JCP:

Controlada	Controladora					
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio		Total	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
CPFL Paulista	55.957	-	112.200	31.260	168.157	31.260
CPFL Piratininga	-	-	23.375	6.037	23.375	6.037
CPFL Santa Cruz	8.852	-	17.000	5.714	25.852	5.714
RGE	165.309	-	-	-	165.309	-
CPFL Geração	367.557	-	7.650	-	375.207	-
Jaguari de Geração	11.106	-	-	-	11.106	-
CPFL Brasil	57.624	8.523	-	-	57.624	8.523
CPFL Serviços	25.630	23.903	-	-	25.630	23.903
CPFL Atende	-	-	808	90	808	90
CPFL Eficiência	-	-	1.700	-	1.700	-
AUTHI	10.000	10.000	-	-	10.000	10.000
Alesta	2.095	1.553	-	-	2.095	1.553
	704.130	43.979	162.733	43.101	866.863	87.081

No consolidado, o saldo de dividendo e JCP a receber de R\$ 5.114 em 31 de dezembro de 2022 e R\$ 134.813 em 31 de dezembro de 2021, refere-se basicamente aos empreendimentos controlados em conjunto.

Após deliberações das AGOs/AGEs de suas controladas diretas, a Companhia registrou em 2022 o montante de R\$ 3.661.248 a título de dividendo e juros sobre capital próprio a receber referentes ao exercício de 2021. Adicionalmente, as controladas declararam em 2022, referente aos resultados de 2022 e/ou reversão de reservas estatutárias, (i) R\$ 1.910.530 como dividendo e (ii) R\$ 162.732 como JCP.

No exercício de 2022, o montante total de R\$ 4.954.728 foram pagos pelas controladas para a Companhia.

13.4 Combinação de negócios

13.4.1 Aquisição da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (CPFL Transmissão) pela CPFL Cone Sul (Controlada da CPFL Brasil)

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 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 não controladores foi mensurada pela participação proporcional no valor justo, conforme previsto pelo CPC 15(R1) / 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.

Em abril de 2022 ocorreu o leilão da oferta pública unificada de aquisição obrigatória de ações ordinárias por alienação de controle e voluntária de ações preferenciais de emissão da CPFL Transmissão. Como resultado deste leilão, a CPFL Cone Sul pagou a contraprestação R\$ 1.119.412 para aquisição de 33,18% de participação, passando a CPFL Cone Sul a deter 99,26% do capital social total (anteriormente 66,08%) da CPFL Transmissão. Em contrapartida a saída de caixa, R\$ 1.369.759 foram registrados no grupo de investimentos e R\$ 250.347 foram registrados como reserva de capital no patrimônio líquido.

Em 18 de novembro de 2022, ocorreu novo Leilão de oferta pública unificada de aquisição voluntária de ações ordinárias e preferenciais. Com resultado do leilão a controlada CPFL Cone Sul pagou a contraprestação de R\$ 1.360 para aquisição de 0,06% de participação e passou a ser titular de 9.592.444 ações de emissão da Companhia, representativas de aproximadamente 99,32% do seu capital social total (anteriormente 99,26%).

No dia 07 de dezembro de 2022, foi realizada a Assembleia Geral Extraordinária, na qual foi aprovado o resgate da totalidade das ações de emissão da CPFL Transmissão que remanesceram em circulação após os leilões de oferta pública de aquisição de ações ordinárias e preferenciais de emissão da controlada para conversão de registro como emissor de valores mobiliários, da Categoria "A" para Categoria "B". Como resultado, foram resgatadas compulsoriamente 26.787 ações ordinárias e 39.216 ações preferenciais de emissão da CPFL Transmissão, representativas de 0,68% do capital social, as quais permanecem em tesouraria.

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.

A CPFL Transmissão detém 96,85% (94,22% em 31 de dezembro de 2021) 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 para 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 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 sofreu 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 na data de aquisição de 14 de outubro de 2021 e no fim do exercício base das demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2021, 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, os valores justos finais foram reavaliados e corroborados através do laudo de avaliação econômico-financeiro feito por avaliador independente, concluído em 31 de outubro de 2022.

Como consequência, foram efetuadas reclassificações entre linhas do balanço patrimonial nos valores alocados provisoriamente em 14 de outubro de 2021, referentes a (i) aumento do ativo contratual circulante e não circulante; (ii) conclusão da alocação do valor justo do ativo intangível de exploração de concessão em decorrência do refinamento das premissas utilizadas para determinação dos saldos; (iii) aumento dos investimentos; (iv) aumento dos saldos de ativo imobilizado em decorrência de alocação de mais-valia; (v) redução do saldo de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, como consequência do refinamento das premissas utilizadas; (vi) respectivos impactos de imposto de renda e contribuição social diferidos. Essas reclassificações estão dentro do período de mensuração, conforme previsto no CPC 15(R1) / IFRS 3.

Os custos relacionados à aquisição, registrados como despesa no resultado de 2021, somaram R\$ 24.550.

A alocação preliminar e a definitiva do preço pago aos valores justos dos ativos e passivos adquiridos está apresentada a seguir:

	14/10/2021 CPFL Transmissão	14/10/2021 CPFL Transmissão
	Provisório	Final
<u>Ativos circulantes</u>		
Caixa e Equivalentes de Caixa	478.405	478.405
Concessionárias e Permissionárias	109.389	109.389
Investimentos em Títulos do Governo	110.763	110.763
Ativo de Concessão - Contratual	787.504	788.010
Intangível exploração concessão	-	33.894
Outros ativos circulantes	108.205	108.205
<u>Ativos não circulantes</u>		
Ativo de Concessão - Contratual	3.315.027	3.332.086
Empréstimos cedidos	205.490	205.490
Ativo Disponível para vendas	217.552	217.552
Investimentos	12.960	42.827
Imobilizado	91.975	190.854
Intangível exploração concessão	849.070	686.354
Intangível	20.937	22.430
Outros ativos não circulantes	104.194	104.194
<u>Passivos circulantes</u>		
Fornecedores	34.244	34.244
Obrigações Trabalhistas	57.713	57.713
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	50.291	50.291
Provisão para Benefícios a Empregados	97.658	97.658
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	18.884	18.884
Outros passivos circulantes	118.975	118.975
<u>Passivos não circulantes</u>		
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	624.793	624.793
Provisão para Benefícios a Empregados	619.674	619.674
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	296.509	294.515
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	243.368	254.201
Outros passivos não circulantes	209.054	209.054
Ativos líquidos adquiridos	4.040.307	4.050.449
<u>Ágio gerado na aquisição</u>		
Contrapartida transferida	2.670.000	2.670.000
(+) Participação dos acionistas não controladores	1.370.307	1.380.450
(-) Valor justo dos ativos líquidos adquiridos	(4.040.307)	(4.050.450)
Ágio	-	-

Os valores justos apresentados acima foram finalizados e estão de acordo com o laudo de avaliação econômico-financeiro, preparado pelo avaliador independente.

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 no montante de R\$ 105.353 na data de aquisição:

	CPFL Transmissão 14/10/2021
Processos trabalhistas (i)	45.802
Processos cíveis (i)	13.972
Processos outros (i)	45.579
Passivo contingente preliminar	105.353
Provisões já registradas nas controladas	208.046
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	313.399

(i) Estes montantes representam os valores justos dos processos de natureza trabalhistas, cíveis, regulatórios e fiscais cujo 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.

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 da CPFL Energia 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 na data de aquisição, teriam sido os mesmos caso a aquisição tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2021.

13.4.2 Aquisição de ações da Campos Novos Energia S.A. (ENERCAN) pela CPFL Geração

Em 29 de julho de 2022 ocorreu o leilão de privatização do controle da CEEE-G, no contexto de desestatização das empresas do Grupo CEEE pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul. Dentre os investimentos que a CEEE-G detinha, destaca-se o percentual de 6,51% de participação na Campos Novos Energia S.A. ("Enercan").

Conforme Acordo de Acionistas da ENERCAN, em caso de venda de participação por qualquer acionista, deve ser concedido direito de preferência aos demais acionistas da própria ENERCAN. Diante disso, considerando a privatização da CEEE-G, através de Fato Relevante de 6 de setembro de 2022 a CPFL Energia (através de sua controlada CPFL Geração) manifestou o seu Direito de Preferência na aquisição das ações da Enercan.

Em 23 de setembro de 2022 foi concedida anuência por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e, em 1 de novembro de 2022, a transação foi certificada pelo Conselho Administrativo de Defesa Pública – CADE.

Em 17 de novembro de 2022, a CPFL Energia, por meio da CPFL Geração, concluiu a aquisição de 3,39% do capital social da Enercan pelo montante de R\$ 50.464. A titularidade das ações foi transferida para a CPFL Geração e o pagamento foi efetuado. No entendimento da Administração, com essa aquisição, a CPFL

Geração passa a ser controladora da Enercan uma vez que a empresa passa a ter a maioria das ações, o que lhe dá o controle das decisões relacionadas a direitos substantivos. Esse entendimento está baseado na análise do Acordo de Acionistas e no Estatuto Social da adquirida, que resultou em uma combinação de negócios de acordo com o CPC 15 (R1) / IFRS 3. Pelo fato da CPFL Energia, através de sua controlada CPFL Geração, ter adquirido o controle de uma empresa sobre a qual já detinha participação anterior, tal transação é considerada, conforme define o CPC 15 (R1) / IFRS 3, como uma Combinação de Negócios atingida em estágios, o que, por vez, requer a remensuração a valor justo do investimento detido anteriormente. O valor justo, em 17 de novembro de 2022 (data da aquisição) da participação societária que a CPFL Geração mantinha na Enercan imediatamente antes da aquisição era de R\$ 1.034.877. Tendo em vista que o saldo contábil registrado era de R\$ 364.860, a CPFL Geração registrou um ganho de remensuração a valor justo do investimento de R\$ 670.016, contabilizado na linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais.

A CPFL Geração passou a deter, portanto, participação acionária de 52,12% na Enercan (anteriormente 48,72% e registrada por equivalência patrimonial até a data de troca de controle). Sob a perspectiva do Grupo, a operação representa uma oportunidade de agregar valor através do aumento de participação em um ativo já conhecido com governança e acompanhamento recorrentes dentro do grupo.

O objeto e principal atividade operacional da Enercan é a construção, operação e exploração da Usina Hidrelétrica Campos Novos ("UHE Campos Novos"), localizada no rio Canoas entre os municípios de Campos Novos e Celso Ramos, Estado de Santa Catarina, e do Sistema de Transmissão Associado. O término da concessão está previsto para 06 de janeiro de 2039.

A sede administrativa da Enercan está localizada na Rua Lauro Linhares, nº 2010, Ed. Comercial São Francisco, Bloco B, Sala 101, bairro Trindade, Florianópolis, estado de Santa Catarina, sendo uma sociedade anônima de capital fechado controlada em conjunto até o momento da transferência das ações para a CPFL Geração.

A Enercan possui uma usina de geração de energia elétrica com potência instalada de 880 MW médios, explorada através de um contrato de concessão para exploração dos serviços públicos de geração de energia elétrica. O Contrato de Concessão nº 43/200, outorgado em 29 de maio de 2000 pela União, prevê o direito de exploração à Enercan pelo prazo de 35 anos, podendo ser prorrogado a depender de aprovação do órgão regulador. Em novembro de 2021, a Companhia assinou os termos de aceitação de prazo de extensão de outorga de acordo com a Lei 14.052/2020 e resoluções homologatórias 2.919/21 e 2.932/21, como resultado o seu prazo de concessão foi estendido em 1.318 dias, o novo prazo de encerramento de concessão será 06/01/2039.

a) Contraprestação a ser transferida

A contraprestação transferida foi de R\$50.464, paga em caixa, em parcela única, em 17 de novembro de 2022. Esta contraprestação não sofrerá nenhum tipo de reajuste, por exemplo, por variações de capital de giro e de dívida líquida. Além disso, não há contraprestações contingentes nesta transação.

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 ENERCAN foi apurada na data de aquisição de 17 de novembro de 2022 e no fim do exercício base das demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2022, 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 (R1)/ 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.

Para a mensuração dos valores justos dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos, incluindo a mensuração do valor justo da participação de não-controladores, a administração utilizou o método de *Income Approach*, que envolve 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. 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.

Entretanto, fora do âmbito do Valor Justo total identificado na transação, foi reconhecido um “goodwill” no montante de R\$ 227.805 nas demonstrações financeiras individuais da adquirente em contrapartida a um passivo fiscal diferido, em função da mais-valia gerada na remensuração do investimento anterior (R\$ 670.016) ser indedutível para fins fiscais, o que gera uma diferença entre suas bases contábil e fiscal. Nas demonstrações financeiras consolidadas, houve também a respectiva contabilização de um passivo fiscal diferido sobre a mais-valia alocada principalmente ao ativo imobilizado, sendo o goodwill total nas demonstrações financeiras consolidadas de R\$ 451.678.

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

	17/11/2022
	Enercan
	Provisório
<u>Ativos circulantes</u>	
Caixa e equivalentes de caixa	147.351
Contas a receber	228.876
Despesas pagas antecipadamente	875
Impostos e contribuições a recuperar	5.080
Outros créditos	720
<u>Ativos não circulantes</u>	
Depósitos Judiciais	89.537
Outros créditos	6.366
Investimentos	714
Imobilizado (a)	2.127.838
Intangível	237.926
Montante não alocado	-
<u>Passivos circulantes</u>	
Fornecedores	22.835
Salários, provisões e contribuições sociais	897
Imposto de renda e contribuição social	168.839
Impostos a recolher	14.687
Uso do bem público (UBP)	5.058
Encargos setoriais	9.101
Dividendos	220.648
Outras obrigações	5.400
<u>Passivos não circulantes</u>	
Uso do bem público (UBP)	41.980
Imposto de renda e contribuição social diferidos	41.962
Encargos setoriais	10.753
Provisões para litígios (b)	178.767
Outras obrigações	356
Ativos líquidos adquiridos	2.124.000
<u>Ágio gerado na aquisição</u>	
Contrapartida transferida em caixa	50.464
(+) Valor Justo da Participação dos acionistas controladores	1.106.987
(+) Valor Justo da Participação dos acionistas não-controladores	1.017.013
(-) Valor Justo dos ativos líquidos adquiridos	2.124.000

a) Apurado com base na natureza dos ativos e das informações apresentadas, foi aplicado o método da Quantificação do Custo e Comparativo Direto de Dados de Mercado, nível 2 da hierarquia de valor justo, tendo como principais premissas banco de preços referenciais da ANEEL, banco de preços referenciais da ANEEL orçamentos sintéticos ou analíticos e vida útil dos ativos.

b) Na combinação de negócios, para a mensuração do valor justo das contingências, nível 3 da hierarquia de valor justo, cujas probabilidades de perda eram classificadas como possível e remota, foram considerados, pela Administração e seus assessores externos e independentes por seus valores justos, cujos montantes foram mensurados com base nas análises dos advogados externos da Companhia.

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.

(i) Contraprestação contingente

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

c) Ativos de indenização

O acordo não prevê quaisquer situações em que a CPFL Geração (adquirente) possa ser indenizada.

d) Passivos contingentes reconhecidos

Apresentamos abaixo os passivos contingentes reconhecidos provisoriamente no montante de R\$ 81.487 na data de aquisição:

	Enercan 17/11/2022
Processos fiscais (i)	80.496
Processos cíveis (i)	556
Processos outros (i)	434
Passivo contingente preliminar	81.487
Provisões já registradas na controlada	97.281
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	178.767

i. Estes montantes representam os valores justos dos processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais cujo 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.

e) Recebíveis adquiridos

O valor justo dos recebíveis adquiridos é R\$ 228.876, que é o mesmo valor contratual bruto dos recebíveis e representa a melhor estimativa da Administração de expectativa de recebimento.

f) Entrada de caixa líquido na aquisição

Considerando que a Enercan tinha um saldo de caixa em 01 de novembro de 2022 de R\$ 147.351 e que a contraprestação a ser transferida foi de R\$ 50.464, a movimentação de caixa líquido na aquisição foi um aumento de caixa, no consolidado, de R\$ 96.887.

g) Receita operacional líquida e lucro líquido da controlada incluídos nas demonstrações financeiras consolidadas

No período de dois meses findos em 31 de dezembro de 2022, a ENERCAN contribuiu com uma receita líquida de R\$ 180.957 e lucro de R\$ 86.992 às demonstrações financeiras consolidadas. Caso a aquisição tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2022, a Administração estima que a receita consolidada seria de R\$ 40.217.188 e o lucro líquido consolidado seria de R\$ 5.376.563. 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 2022.

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	ENERCAN	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CPFL Transmissão e subsidiárias	Total
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%	
Resultado atribuído aos acionistas não controladores	20.444	35.976	23.061	980	(9.713)	48.479	119.227
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	-	-	-	-	(1.379.460)	(1.379.460)
Dividendos	(34.705)	(57.869)	(22.499)	(2.734)	(15.059)	(9.037)	(141.902)
Outras movimentações	-	-	-	-	(3)	(475)	(480)
Combinação de negócios (nota 13.4)	-	1.017.014	-	-	-	9.269	1.026.283
Saldo em 31/12/2022	99.333	995.120	41.398	66.697	64.173	16.621	1.283.345
Participação acionária e no capital votante	35,00%	47,88%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	0,00%	

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 2022 e 2021 são como segue:

Balanco patrimonial

	31/12/2022						31/12/2021					
	CERAN	ENERCAN	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	103.120	317.077	1.195.443	19.187	57.870	10.811	138.247	2.054.120	14.790	72.838	18.745	
Caixa e equivalentes de caixa	71.365	78.697	268.915	5.182	22.036	1.155	94.537	747.165	647	4.854	11.244	
Ativo não circulante	732.634	2.872.743	5.180.689	87.441	492.996	105.531	778.464	4.453.762	91.939	507.645	137.125	
Passivo circulante	332.825	400.674	616.597	3.134	45.128	29.270	381.197	1.008.497	4.639	77.373	10.438	
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	-	83.430	-	17.716	-	106.008	656.088	-	25.198	-	
Outros passivos financeiros	30.567	-	73.270	1.294	565	4.074	28.807	69.894	740	3.991	1.935	
Passivo não circulante	219.120	710.869	2.437.835	-	140.232	856	210.964	1.520.787	-	125.095	810	
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	-	977.537	-	107.092	-	-	23.591	-	112.581	-	
Outros passivos financeiros	143.959	-	-	-	-	-	141.118	-	-	-	-	
Patrimônio líquido	283.809	2.078.277	3.321.701	103.494	365.507	86.216	324.550	3.978.599	102.089	378.015	144.622	
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores	184.476	1.083.157	3.305.080	62.096	298.810	22.043	210.957	2.630.755	61.253	309.564	55.673	
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	99.333	995.120	16.621	41.398	66.697	64.173	113.593	1.347.844	40.836	68.451	88.949	

Demonstração do resultado

	2022						2021					
	CERAN	ENERCAN	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	255.020	180.957	1.413.484	70.504	110.218	36.751	355.676	289.919	58.266	112.910	59.079	
Custo e despesa operacional	(95.716)	(43.071)	(549.034)	(5.566)	(29.736)	(63.109)	(67.180)	(171.584)	(189)	(33.963)	(8.604)	
Depreciação e amortização	(41.557)	(23.843)	(70.121)	(5.458)	(25.888)	(1)	(37.940)	(15.136)	(5.254)	(17.174)	(721)	
Receita de juros	5.891	3.584	38.857	738	5.272	830	4.731	9.904	197	2.949	795	
Despesa de juros	(25.602)	294	(208.124)	-	(11.836)	-	(42.258)	(4.825)	-	(11.510)	-	
Despesa de imposto sobre a renda	(28.799)	(42.454)	(256.693)	(2.487)	(5.179)	(2.778)	(70.956)	(57.796)	(1.928)	(5.736)	(4.771)	
Lucro (prejuízo) líquido	58.412	75.135	484.669	57.652	41.279	(24.241)	141.503	41.141	51.106	53.008	53.714	
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores	37.968	39.159	436.189	34.591	40.299	(14.528)	91.977	28.711	30.664	51.226	32.191	
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores	20.444	35.976	48.479	23.061	980	(9.713)	49.526	12.429	20.442	1.782	21.523	

13.5.3 Empreendimentos controlados em conjunto

As informações financeiras resumidas dos empreendimentos controlados em conjunto, em 31 de dezembro de 2022 e 2021, são como segue:

Balanco patrimonial

	31/12/2022			31/12/2021			
	Baesa	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa
Ativo circulante	67.841	542.591	450.784	365.457	128.692	491.037	475.419
Caixa e equivalentes de caixa	21.333	381.283	299.182	168.970	52.609	209.790	165.040
Ativo não circulante	1.070.100	2.351.441	188.837	1.073.375	1.127.147	2.410.469	279.538
Passivo circulante	86.232	592.312	96.719	599.825	104.123	408.941	104.682
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	235.203	-	130.766	-	137.959	16.452
Outros passivos financeiros	73.479	142.306	6.681	34.855	78.236	111.100	26.841
Passivo não circulante	542.675	1.936.742	65.711	207.973	529.052	1.641.847	122.480
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	877.391	-	-	-	642.698	26.603
Outros passivos financeiros	448.501	1.050.961	-	40.044	435.853	964.135	-
Patrimônio líquido	509.033	364.978	477.191	631.034	622.664	850.718	527.795

Demonstração do resultado

	31/12/2022			31/12/2021			
	Baesa	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa
Receita operacional líquida	323.099	1.194.081	311.259	880.125	458.130	1.067.381	1.370.875
Custo e despesa operacional	(213.034)	(251.257)	(82.602)	(180.561)	(251.130)	(47.141)	(1.125.249)
Depreciação e amortização	(57.154)	(106.633)	(91.322)	(55.522)	(51.114)	(109.431)	(90.616)
Receita de juros	6.208	60.309	33.592	6.523	2.371	16.211	3.388
Despesa de juros	(67.854)	(224.185)	(4.101)	(18.695)	(102.569)	(223.114)	(4.588)
Despesa de imposto sobre a renda	4.057	(222.078)	(31.458)	(212.135)	(16.525)	(230.884)	(18.621)
Lucro (prejuízo) líquido	(5.524)	438.534	135.783	419.204	38.877	458.463	133.765
Participação acionária e no capital votante	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 605,7 MW médios (312,18 MW médios), até 2028.

(14) IMOBILIZADO

	Consolidado							Total
	Terrenos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	
Saldo em 31/12/2020	167.228	1.314.749	940.779	6.281.123	46.136	7.070	326.625	9.083.710
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	163.416	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)
Adições	-	-	-	-	-	-	379.714	379.714
Baixas	-	(15.379)	(1.289)	(50.269)	(4.478)	(2.272)	(82.641)	(156.328)
Transferências	5.724	3.480	113	(64.037)	16.570	75	38.075	-
Depreciação	(5.046)	(55.388)	(79.246)	(480.665)	(19.653)	(991)	-	(640.990)
Baixa da depreciação	-	334	11.395	27.355	3.701	7.551	-	50.336
Combinação de negócios	12.586	1.543.598	207.984	445.368	1.011	501	15.669	2.226.718
Saldo em 31/12/2022	176.680	2.688.446	1.017.593	5.943.976	61.047	14.026	712.301	10.614.068
Custo histórico	250.014	4.271.046	1.889.777	11.301.083	170.218	34.607	712.301	18.629.045
Depreciação acumulada	(73.334)	(1.582.601)	(872.184)	(5.357.107)	(109.171)	(20.581)	-	(8.014.978)
Taxa média de depreciação 2021	3,86%	2,29%	3,08%	4,23%	12,40%	3,77%		
Taxa média de depreciação 2022	3,86%	2,56%	4,59%	4,07%	12,09%	3,78%		

O saldo de imobilizado em curso em 31 de dezembro de 2022 e de 2021 no consolidado refere-se principalmente a obras em andamento referente aos projetos da controlada CPFL Renováveis com imobilizado em curso de R\$ 595.324 em 31 de dezembro de 2022 (R\$ 272.122 em 31 de dezembro de 2021), 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 2022 não houve juros capitalizados sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1) e IAS 23 (R\$ 5.216 em 31 de Dezembro de 2021).

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

Em 31 de dezembro de 2022, o valor total de ativos imobilizados concedidos em garantia a empréstimos e financiamentos, conforme mencionado na nota 18, é de aproximadamente R\$ 602.386 (R\$ 679.350 em 31 de dezembro de 2021), 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 2022 e 2021 não houve necessidade de provisão de recuperação.

(15) ATIVO CONTRATUAL

	<u>Distribuição</u>	<u>Transmissão</u>	<u>Consolidado</u>
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
Adições	3.065.717	396.990	3.462.707
Transferência - intangível em serviço	(866.903)	-	(866.903)
Transferência - ativo financeiro	(1.810.850)	-	(1.810.850)
Remuneração e Atualização	-	(6.300)	(6.300)
Amortização	-	(62.918)	(62.918)
Combinação de negócios	-	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	5.840.980
Adições	4.848.405	712.658	5.561.062
Transferência - intangível em serviço	(1.108.393)	-	(1.108.393)
Transferência - ativo financeiro	(3.594.738)	-	(3.594.738)
Remuneração e Atualização	-	958.256	958.256
Amortização	-	(745.634)	(745.634)
Combinação de negócios	-	1.391	1.391
Outros	-	60.182	60.182
Saldo em 31/12/2022	1.971.872	5.846.260	7.818.132
Circulante	-	709.222	709.222
Não circulante	2.074.013	5.137.038	7.211.051

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.

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 2022 e 2021 não houve necessidade de provisão de recuperação.

(16) INTANGÍVEL

	Consolidado					Total
	Ágio	Direito de concessão			Outros ativos intangíveis	
		Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	UBP/Intangível de concessão		
Saldo em 31/12/2020	6.115	3.182.597	5.605.726	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	(7.109)
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)
Adições	-	-	-	-	21.067	21.067
Amortização	-	(318.331)	(998.239)	(11.308)	(44.401)	(1.372.279)
Transferência - ativo contratual	-	-	1.106.512	-	1.881	1.108.393
Transferência - ativo financeiro	-	-	13.957	-	-	13.957
Baixa e transferência - outros ativos	-	(8.641)	(67.833)	-	(750)	(77.224)
Combinação de negócios	430.032	(128.824)	-	12.252	226.362	539.822
Saldo em 31/12/2022	436.148	3.276.065	5.582.431	262.079	350.621	9.907.344
Custo histórico	436.184	8.215.704	15.349.493	302.746	609.851	24.913.978
Amortização acumulada	(37)	(4.939.639)	(9.767.062)	(40.666)	(259.230)	(15.006.634)

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 2022 foram capitalizados R\$ 53.547 (R\$ 33.709 em 2021) a uma taxa média de 7,13% a.a. (7,19% a.a. em 2021).

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:

	Consolidado				Taxa de amortização anual	
	31/12/2022		31/12/2021		2022	2021
	Custo Histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido		
Intangível adquirido em combinações de negócio						
Intangível adquirido não incorporado						
CPFL Paulista	304.861	(256.929)	47.932	57.917	3,28%	3,28%
CPFL Piratininga	39.065	(31.513)	7.552	8.846	3,31%	3,31%
RGE	3.768	(2.897)	871	1.047	4,67%	4,67%
CPFL Geração	54.555	(44.714)	9.841	11.686	3,38%	3,38%
Jaguari Geração	7.896	(5.200)	2.696	2.966	3,41%	3,41%
CPFL Renováveis	3.653.906	(1.708.442)	1.945.465	2.111.685	4,55%	4,37%
CPFL Transmissão	720.246	(42.367)	677.880	838.243	5,19%	5,10%
Subtotal	4.784.298	(2.092.062)	2.692.236	3.032.390		
Intangível adquirido já incorporado						
RGE	1.433.007	(1.179.436)	253.571	305.627	3,63%	3,63%
CPFL Renováveis	426.450	(373.295)	53.154	63.121	2,34%	2,34%
Subtotal	1.859.457	(1.552.731)	306.725	368.748		
Intangível adquirido já incorporado - recomposto						
CPFL Paulista	1.074.026	(915.688)	158.339	190.543	3,00%	3,00%
CPFL Piratininga	115.762	(93.384)	22.378	26.214	3,31%	3,31%
Jaguari Geração	15.275	(10.676)	4.599	5.059	3,01%	3,01%
RGE	366.887	(275.098)	91.789	108.907	4,67%	4,67%
Subtotal	1.571.950	(1.294.845)	277.104	330.723		
Total	8.215.705	(4.939.638)	3.276.065	3.731.861		

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

o Intangível adquirido não incorporado

Refere-se basicamente ao intangível de aquisições sem a incorporação, envolvendo adquirentes e adquiridos.

o 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.

o 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 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. No exercício de 2022, algumas unidades geradoras de caixa do segmento de geração, cujo valor contábil total é de R\$ 408.170, apontaram indicativos que eventualmente pudessem gerar uma mudança na projeção de geração de caixa. A Companhia efetuou o respectivo teste de recuperabilidade utilizando o modelo de *income approach*, cujos resultados não apontaram necessidade de provisão para recuperação. Em 2021 não houve necessidade de provisão de recuperação.

(17) FORNECEDORES

	Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	1.574	926.667
Suprimento de energia elétrica	1.661.939	2.064.676
Encargos de uso da rede elétrica	492.104	343.755
Materiais e serviços	885.473	759.070
Energia livre	186.678	175.432
Total	3.227.768	4.269.598
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica	413.822	378.388
Materiais e serviços	11.122	29.694
Total	424.945	408.082

(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Consolidado						
	Saldo em 31/12/2021	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2022
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pré Fixado	8.268	-	(6.451)	141	-	(150)	1.808
Pós Fixado							
TJLP	452.301	-	(52.177)	35.691	-	(32.962)	402.853
IPCA	4.640.334	775.933	(257.200)	532.999	-	(243.679)	5.448.388
CDI	1.075.836	2.209.620	(2.182.400)	171.968	-	(109.845)	1.165.179
IGP-M	29.205	-	(17.767)	3.854	-	(2.042)	13.250
Gastos com captação	(47.032)	(6.747)	-	14.151	-	-	(39.628)
Subtotal	6.158.913	2.978.806	(2.515.994)	758.803	-	(388.678)	6.991.850
Mensuradas ao valor justo							
Pré Fixado	578.983	-	-	38.581	-	(38.581)	578.983
Marcação a mercado	(43.009)	-	-	6.720	-	-	(36.288)
Subtotal	535.975	-	-	45.302	-	(38.581)	542.695
Total moeda nacional	6.694.888	2.978.806	(2.515.994)	804.105	-	(427.259)	7.534.545
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao custo							
Dólar	649.363	-	(583.635)	5.762	(25.982)	(45.508)	-
Subtotal	649.363	-	(583.635)	5.762	(25.982)	(45.508)	-
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	4.869.460	870.574	(550.357)	108.639	(297.469)	(102.232)	4.898.615
Euro	2.421.705	-	(524.832)	9.510	(281.744)	(9.986)	1.614.653
Marcação a mercado	(172.545)	-	-	(107.601)	-	-	(280.146)
Subtotal	7.118.620	870.574	(1.075.189)	10.548	(579.213)	(112.218)	6.233.122
Total moeda estrangeira	7.767.983	870.574	(1.658.824)	16.310	(605.195)	(157.727)	6.233.122
Total	14.462.869	3.849.380	(4.174.818)	820.415	(605.195)	(584.985)	13.767.666
Circulante	2.246.711	-	-	-	-	-	3.362.615
Não Circulante	12.216.158	-	-	-	-	-	10.405.052

Modalidade	Consolidado							
	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Combinação de negócios	Saldo em 31/12/2021
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
Gastos com captação	(49.894)	(3.045)	-	5.907	-	-	-	(47.032)
Subtotal	3.395.243	2.681.943	(339.293)	578.971	-	(189.939)	31.988	6.158.913
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	3.395.243	3.253.943	(339.293)	561.062	-	(208.056)	31.988	6.694.888
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

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 2022, os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 316.434 (ganho de R\$ 215.554 em 31 de dezembro 2021), que reduzidos das perdas não realizados obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 302.920 (perda de R\$ 155.475 em 31 de dezembro de 2021), contratados para proteção da variação cambial (nota 35), geraram um ganho líquido não realizado de R\$ 13.514 (ganho de R\$ 60.079 em 31 de dezembro de 2021).

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia	31/12/2021
		31/12/2022	31/12/2021			
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional						
Pré fixado						
FINEM	Pré fixado de 2,5%	242	3.147	2016 a 2023	Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominado Nota do Tesouro Nacional - Série B	-
FINAME	Pré fixado de 2,5% a 3%	1.566	5.121	2012 a 2023	(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	5.121
		1.808	8.268			5.121
Pós fixado						
TJLP						
FINEM	TJLP e TJLP + de 1,72% a 3,05%	402.853	421.559	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; (ix) Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominados Notas do Tesouro Nacional - Série B	424.707
FINEP	TJLP + 5% a 6%	-	427	2017 a 2022	Fiança Bancária	427
BNDDES	TJLP + 3,05%	-	30.315	2029	Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominados Notas do Tesouro Nacional - Série B	30.315
		402.853	452.301			455.449
IPCA						
FINEM	IPCA + 4,27% a 4,80%	5.232.592	4.434.659	2020 a 2040	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	4.434.659
BNB	IPCA + de 1,06 a 1,48%	215.795	205.676	2022 a 2044	Fiança Bancária	205.676
		5.448.388	4.640.334			4.640.334
CDI						
Empréstimos bancários	(i) 105% do CDI	55.205	97.432	2012 a 2023	(i) Fiança da CPFL Energia; (ii) Estrutura de ações preferenciais resgatáveis e (iii) Fiança da CPFL Renováveis	97.432
Nota Promissória	CDI+0,96% a CDI+1,35%	1.109.975	978.404	2024	Fiança da CPFL Energia	978.404
IGPM		1.165.179	1.075.836			1.075.836
Empréstimos bancários	IGPM + 8,63%	13.250	29.205	2013 a 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	29.205
Gastos com captação		(39.628)	(47.032)			(47.032)
Subtotal		6.991.850	6.158.913			6.158.913
Mensuradas ao valor justo - Moeda nacional						
Pré-fixada						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Pré fixado de 6,16% a 7,38%	578.983	578.983	2024	Fiança da CPFL Energia e nota promissória	578.983
Marcação a mercado		(36.288)	(43.009)			43.009
Subtotal		542.695	535.975			535.975
Total moeda nacional		7.534.545	6.694.888			6.694.888
Mensuradas ao custo - Moeda Estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários Incentivados		-	649.363	2017 a 2022	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 0,99%	524.424	558.630	2023 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória	558.630
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 0,78% a 4,32%	4.374.191	4.310.829	2018 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória	4.310.829
		4.898.615	4.869.460			4.869.460
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + de 0,43% a 0,79%	1.614.653	2.421.705	2021 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória	2.421.705
Marcação a mercado		(280.147)	(172.545)			(172.545)
Total moeda estrangeira		6.233.122	7.767.983			7.767.983
Total		13.767.667	14.462.869			14.462.869

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. A taxa efetiva dos empréstimos mensurados ao custo variam de 90% a 120% do CDI. A companhia possui empréstimo em moeda estrangeira atrelado a Libor, e apesar de a taxa libor ser descontinuada em junho de 2023, esta mudança não trará impactos nas demonstrações financeiras, pois temos um SWAP nos mesmos termos do empréstimo que a exposição Libor trocando-a por CDI. A administração da Companhia está avaliando junto a Instituição financeira qual indexador irá substituir a Libor.

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

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2024	2.936.000
2025	2.593.427
2026	1.443.216
2027	2.788.425
2028	616.927
2029 a 2033	185.701
2034 a 2038	106.208
2039 a 2043	12.298
Subtotal	10.682.203
Marcação a mercado	(277.151)
Total	10.405.052

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

Indexador	Variação acumulada %		Consolidado % da dívida	
	2022	2021	31/12/2022	31/12/2021
	TJLP	6,78	4,80	2,9
IPCA	5,79	10,06	39,3	32,1
CDI	13,65	4,40	53,7	60,0
Outros			4,0	4,7
			100	100

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 2022					
Moeda nacional							
IPCA - BNDES							
CPFL Paulista	312.596	62.521	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica
CPFL Paulista	1.002.912	200.587	Trimestral	Parcela única em junho de 2027	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica
CPFL Santa Cruz	244.385	48.945	Trimestral Até 07/2023	Mensal após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica
RGE	353.019	70.607	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica
RGE	1.132.601	226.532	Trimestral	Parcela única em junho de 2027	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica
CPFL Piratininga	424.488	84.968	Trimestral	Mensal após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica
CPFL Renováveis - SPE Cherochim	221.936	60.000	Trimestral	Mensal após 07/2024	Investimento	IPCA + 4,18%	Não se aplica
Transmissão Maracanaú	42.422	21.774	Trimestral	Mensal após 09/2022	Investimento	IPCA + 3,14%	Não se aplica
CDI - Notas comerciais							
CPFL Cone Sul	1.180.000	1.177.001	Semestral	Parcela única em abril de 2023	Investimento	CDI + de 1,05% a 1,35%	Não se aplica
CPFL Paulista	650.000	647.685	Parcela única em outubro de 2024	Parcela única em outubro de 2024	Investimento	CDI + 0,96%	Não se aplica
CPFL Geração	379.620	378.186	Parcela única em outubro de 2024	Parcela única em outubro de 2024	Investimento	CDI + 0,96%	Não se aplica
Moeda estrangeira							
Lei 4131							
CPFL Piratininga	118.574	118.574	Semestral	Parcela única em março de 2025	Capital de Giro	USD + 2,81%	CDI + 1,22%
CPFL Renováveis	294.000	294.000	Semestral	Parcela única em março de 2024	Capital de Giro	USD + 2,57%	CDI + 1,05%
CPFL Santa Cruz	89.000	89.000	Semestral	Parcela única em março de 2025	Capital de Giro	USD + 2,74%	CDI+1,25%
CPFL Brasil	172.000	172.000	Semestral	Parcela única em março de 2024	Capital de Giro	USD + 2,84% até 03/2023 após 2,92%	CDI+1,10%
CPFL Paulista	197.000	197.000	Semestral	Parcela única em outubro de 2025	Capital de Giro	USD + 4,845%	CDI+1,05%
	6.814.553	3.849.380					

Pré-pagamento:

Durante o exercício de 2022 foram liquidados antecipadamente R\$ 2.094.306 de notas comerciais, cujos vencimentos originais eram até outubro de 2024, em 2021 não ocorreram liquidações antecipadas relevantes de empréstimos.

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 2022.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75
- EBITDA ajustado 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 da CPFL Renováveis

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75

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

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,0

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 2022.

(19) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2021	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2022
Mensuradas ao custo - pós fixado						
CDI	5.145.242	6.576.000	(3.418.915)	815.415	(702.753)	8.414.989
IPCA	1.457.645	-	(614.673)	142.629	(72.805)	912.796
Gastos com captação (*)	(50.188)	(15.526)	-	40.161	-	(25.555)
Total ao custo	6.552.698	6.560.474	(4.033.588)	998.205	(775.558)	9.302.230
Mensuradas ao valor justo - pós fixado						
IPCA	1.539.051	982.000	-	206.034	(102.015)	2.625.069
Marcação a mercado	(138.748)	-	-	(173.793)	-	(312.541)
Total ao valor justo	1.400.303	982.000	-	32.241	(102.015)	2.312.529
Total	7.953.002	7.542.474	(4.033.588)	1.030.445	(877.573)	11.614.758
Circulante	1.788.125					1.323.011
Não Circulante	6.164.877					10.291.747

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

Modalidade	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2021
Mensuradas ao custo - pós fixado						
CDI	5.600.262	603.000	(1.104.782)	232.114	(185.353)	5.145.242
IPCA	1.379.121	-	(62.671)	210.495	(69.301)	1.457.645
Gastos com captação (*)	(26.355)	(32.797)	-	8.965	-	(50.188)
Total ao custo	6.953.028	570.203	(1.167.453)	451.574	(254.653)	6.552.700
Mensuradas ao valor justo - pós fixado						
IPCA	464.414	954.000	-	168.185	(47.547)	1.539.051
Marcação a mercado	30.860	-	-	(169.608)	-	(138.748)
Total ao valor justo	495.274	954.000	-	(1.424)	(47.547)	1.400.303
Total	7.448.303	1.524.203	(1.167.453)	450.149	(302.200)	7.953.002
Circulante	1.191.270					1.788.125
Não Circulante	6.257.032					6.164.877

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

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia	
		31/12/2022	31/12/2021			
Mensuradas ao Custo - Pós Fixado						
CDI	(i) De 107% a 109,75% do CDI (ii) CDI + 0,96% a 1,50%	(a)	8.250.396	4.297.874	2021 a 2031	Fiança da CPFL Energia
	De 104,68% a 111,6% do CDI	(a)	164.592	847.368	2021 a 2023	Não existem garantias
IPCA	IPCA + de 4,30% a 6,02%	(b)	912.796	1.457.645	2022 a 2031	Fiança da CPFL Energia
Gastos com captação			<u>(25.555)</u>	<u>(50.188)</u>		
			9.302.230	6.552.699		
Mensuradas ao valor justo - pós fixado						
IPCA	IPCA + 6,02%		2.625.069	1.539.051	2024 a 2029	Fiança da CPFL Energia
Marcação a mercado			(312.541)	(138.748)		
Total			11.614.758	7.953.002		

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 111,60% do CDI | CDI + de 0,55% a 1,50%

(b) IPCA + 4,66% a 6,31%

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 2022 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 312.541 (ganho de R\$ 138.748 em 31 de dezembro de 2021), que deduzidos das perdas obtidas não realizadas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 200.458 (perda de R\$ 92.879 em 31 de dezembro de 2021), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 35), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 112.083 (ganho de R\$ 45.869 em 31 de dezembro de 2021).

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

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2024	821.385
2025	318.161
2026	4.646.398
2027	757.232
2028	2.868.882
2029 a 2033	1.192.229
Subtotal	10.604.287
Marcação a mercado	(312.541)
Total	10.291.747

Adições no exercício

Modalidade Empresa	Quantidade emitida	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Amortização de principal	Encargo financeiro e taxa efetiva anual
		Liberado em 2022	Liberado líquido dos gastos de emissão			
Moeda nacional						
IPCA						
12ª Emissão - CPFL Geração	489.000	489.000	489.000	Semestral	3 Parcelas- Mai/29, Mai/30 e Mai/31	IPCA + 6,0265%
13ª Emissão - RGE	493.000	493.000	492.920	Semestral	2 Parcelas- Mai/28 e Mai/29	IPCA + 5,9853%
CDI						
11ª Emissão - CPFL Paulista	750.000	750.000	747.828	Semestral	2 Parcelas- Dez/27 e Dez/28	CDI + 1,59%
13ª Emissão - CPFL Piratininga	250.000	250.000	249.170	Semestral	2 Parcelas- Dez/27 e Dez/28	CDI + 1,59%
14ª Emissão - CPFL Piratininga	334.000	334.000	333.052	Semestral	1 Parcela - Fev/23, demais semestral - Mai e Nov de cada ano até 2029	CDI + 1,47%
1ª Emissão - CPFL Transmissão	960.000	960.000	957.801	Semestral	1ª série em Mai/27, 2ª série em 2 parcelas - Mai/28 e Mai/29	CDI + 1,34% e CDI + 1,47%
12ª Emissão - CPFL Paulista	3.192.000	3.192.000	3.185.250	Semestral	Parcela única em dezembro de 2026	CDI + 1,20%
14ª Emissão - RGE	1.090.000	1.090.000	1.087.453	Semestral	Parcela única em junho de 2026	CDI + 1,20%
		<u>7.558.000</u>	<u>7.542.474</u>			

Pré-pagamento:

Durante o exercício de 2022 foram liquidadas antecipadamente R\$ 2.314.358 em debêntures, cujos vencimentos originais eram até maio de 2024 (R\$ 11.367 em 31 de dezembro de 2021).

Condições restritivas

As debêntures emitidas pelas empresas do Grupo exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras. As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.
- EBITDA ajustado 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 2022.

(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 dois planos, com as seguintes características:

1) PPCPFL – Plano de benefício misto (fechado para adesões)

- 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.

Em 30 de agosto de 2022 foi aprovada alteração no regulamento do plano para permitir que os assistidos e pensionistas realizassem a conversão voluntária da Renda Vitalícia para a Renda Financeira. Optando pela Renda Financeira, o assistido deixa de ter um benefício definido e passa a ter um benefício flexível e de acordo com o saldo acumulado.

2) CD CPFL – Plano de contribuição definida (aberto para adesões)

Plano cujos benefícios programados têm seu valor permanentemente ajustado ao saldo de conta mantido em favor do participante, inclusive na fase de percepção de benefícios, considerando o resultado líquido de sua aplicação, os valores aportados e os benefícios pagos.

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:

1) Plano PSAP/Piratininga (fechado para adesões e saldado):

- 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.
- 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.
- 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.

Em 31 de maio de 2022 foi aprovada alteração no regulamento do plano para saldar o benefício suplementar e permitir que os participantes ativos, assistidos e pensionistas realizassem a conversão voluntária da Renda Vitalícia para a Renda Financeira. Optando pela Renda Financeira, o participante deixa de ter um benefício definido e passa a ter um benefício flexível e de acordo com o saldo acumulado.

2) CD CPFL – Plano de contribuição definida (aberto para adesões)

Plano cujos benefícios programados têm seu valor permanentemente ajustado ao saldo de conta mantido em favor do participante, inclusive na fase de percepção de benefícios, considerando o resultado líquido de sua aplicação, os valores aportados e os benefícios pagos.

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 36 salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 2011. 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 anteriormente vinculados a CPFL Geração, integrada à CPFL Renováveis, permaneceram no plano de origem PPCPFL. Por esta razão, a CPFL Renováveis passou a ser patrocinadora deste plano, que se encontra fechado para novas adesões desde abril de 2020. Para os demais colaboradores, foi mantido o plano na modalidade PGBL administrado pelo Bradesco, sendo este atualmente oferecido aos novos colaboradores.

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:

- (i) **“Plano CEEEPREV”**: O CEEEPREV é um plano com características de contribuição variável pois contém uma parte contribuição definida e uma parte benefício definido, no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

Em 2014 foi instaurado litígio judicial (Processo nº 0065790-57.2014.4.01.3400) relacionado às 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, e entendimento corroborado pela Administração da controlada, viola as previsões da Lei Complementar nº 108/2001. O resultado em 1ª e 2ª instância foi desfavorável à Fundação e favorável à controlada, não havendo efeito suspensivo sobre os recursos pendentes.

Já em 2019 foi instaurada a segunda demanda judicial (Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001) relacionada ao tema, esta ajuizada pela então CEEE-D e pela então CEEE-GT (antes da cisão entre os segmentos Geração e Transmissão) contra a Fundação, com o objetivo de 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. Após a propositura da demanda pelas empresas

integrantes do antigo Grupo CEEE, o próprio Estado do Rio Grande do Sul ingressou na lide, na condição de assistente da parte autora. Em 14 de outubro 2021, a sentença em primeiro grau julgou a ação parcialmente procedente para reconhecer a nulidade das cláusulas do Plano de benefícios que não aplicam a paridade contributiva (no mesmo sentido da sentença e do acórdão da Ação nº 0065790-57.2014.4.01.3400). Apresentados recursos de apelação pelas partes, o TJRS (Tribunal de Justiça do Estado do Rio Grande do Sul) proferiu acórdão em 28 de julho de 2022 no sentido de manter, na íntegra, a sentença recorrida. No momento, aguardam julgamento no próprio TJRS embargos de declaração opostos por todas as partes contra o acórdão. Sobre o tema ainda tramita a Suspensão de Liminar e Sentença perante a Presidência e a Corte Especial do STJ n. 3.163, que possui decisão favorável para as Companhias. Em atendimento a tutela antecipada antecedente do Processo 50224494-89.2022.8.21.7000/RS, a controlada desde março de 2022 vem recolhendo sua contribuição de forma paritária e a Fundação não tem realizado o tratamento da parcela de equacionamento do déficit que seria devida pelos participantes. O valor envolvido na ação judicial corresponde a aproximadamente 50% da totalidade dos déficits do plano, e os assessores jurídicos avaliam a chance de êxito como possível, com viés de provável. A Companhia estima que entre os meses março a dezembro de 2022 o valor de R\$ 41.369 deveria ter sido cobrado dos participantes, mas o mesmo se encontra alocado dentro do déficit total do plano, não representando repercussão financeira adicional.

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 de outubro de 2021, a melhor estimativa para mensuração desse passivo é utilizar o *risk sharing* como redutor do passivo atuarial a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

(ii) “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.

Considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária.

(iii) “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 havia 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

	31/12/2022								
	CPFL			RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total
	CPFL Paulista	Piratininga	Renováveis	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	6.263.349	1.537.214	150.383	439.609	589.674	1.358.357	3.335	2.252.981	12.594.902
Valor justo dos ativos do plano	(4.980.779)	(1.411.114)	(119.199)	(468.394)	(499.465)	(889.288)	-	(1.465.818)	(9.834.057)
Valor presente das obrigações não cobertas pelos ativos	1.282.570	126.100	31.184	(28.785)	90.209	469.069	3.335	787.163	2.760.845
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	28.785	-	-	-	-	28.785
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	-	-	-	-	(274.221)	-	(495.115)	(769.336)
Efeito da conversão para dívida financeira *	180.005	86.556	2.686	-	-	-	-	-	269.247
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	1.462.575	212.655	33.870	-	90.209	194.848	3.335	292.048	2.289.539

* Conforme descrito na nota 20.1, em agosto de 2022 foi iniciado o processo de conversão voluntária de renda vitalícia para renda financeira, com término da adesão em 31 de janeiro de 2023.

	31/12/2021								
	CPFL			RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total
	CPFL Paulista	Piratininga	Renováveis	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	7.159.489	2.021.407	173.628	472.498	622.201	1.505.501	3.857	2.314.147	14.272.726
Valor justo dos ativos do plano	(5.180.254)	(1.561.436)	(125.975)	(451.413)	(482.742)	(951.605)	-	(1.403.183)	(10.156.608)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	1.979.235	459.971	47.653	21.084	139.459	553.896	3.857	910.964	4.116.118
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	-	-	-	-	(257.756)	-	(412.896)	(670.652)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	1.979.235	459.971	47.653	21.084	139.459	296.140	3.857	498.068	3.445.466

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

	CPFL		RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total	
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	Plano 1 (*)	Plano 2	Plano Único	CTP		CEEEPREV BD
	7.138.641	2.047.884	175.300	452.237	670.330	-	-		-
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2020									
Combinação de negócios	-	-	-	-	-	1.271.262	4.136	1.922.942	3.198.340
Custo do serviço corrente bruto	1.676	9.324	149	(1.167)	1.142	-	(1.111)	-	1.692
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	1.901.248	13.602.074
Custo do serviço corrente bruto	1.399	(69.466)	34	(79)	1.367	(15.067)	-	(407)	(82.219)
Juros sobre obrigação atuarial	645.392	186.590	15.637	42.801	56.456	74.329	383	119.399	1.140.987
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	1.097	-	160	565	31	-	1.378	3.231
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(45)	(404)	9	10.647	-	-	-	31.594	41.801
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(354.932)	(152.269)	(11.951)	(52.349)	(45.221)	(60.733)	(597)	(19.129)	(697.181)
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	-	-	-	-	(16.465)	-	(82.219)	(98.684)
Benefícios pagos no ano	(697.008)	(161.987)	(16.830)	(34.069)	(45.694)	(145.704)	-	(193.998)	(1.295.290)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	-	(308)	-	(308)
Ganho decorrente de conversão voluntária de renda *	(490.946)	(287.754)	(10.144)	-	-	-	-	-	(788.844)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2022	6.263.349	1.537.214	150.383	439.609	589.674	1.084.136	3.335	1.757.866	11.825.565

	CPFL		RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total	
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	Plano 1 (*)	Plano 2	Plano Único	CTP		CEEEPREV BD
	(4.980.047)	(1.484.375)	(122.879)	(463.399)	(493.886)	-	-		-
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2021									
Combinação de negócios	-	-	-	-	-	(996.211)	-	(1.485.313)	(2.481.524)
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	19.698	-	76.382	(8.687)
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	(5.180.251)	(1.561.436)	(125.974)	(451.414)	(482.742)	(951.605)	-	(1.403.182)	(10.156.606)
Rendimento esperado no exercício	(476.809)	(152.749)	(11.515)	(40.933)	(43.517)	(46.559)	-	(74.394)	(846.476)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	(1.097)	-	(160)	(565)	(31)	-	(1.378)	(3.231)
Contribuições de patrocinadoras	(428.876)	(136.010)	(8.866)	(2.308)	(2.286)	(14.296)	-	(45.700)	(638.242)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	25.671	23.640	2.146	(7.648)	(16.049)	(22.501)	-	(135.162)	(129.903)
Benefícios pagos no exercício	697.008	161.987	16.830	34.069	45.694	145.704	-	193.998	1.295.290
Perda decorrente de conversão voluntária de renda *	382.478	254.551	8.180	-	-	-	-	-	645.209
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2022	(4.980.779)	(1.411.114)	(119.199)	(468.394)	(499.465)	(889.288)	-	(1.465.818)	(9.834.057)

* Conforme descrito na nota 20.1, em agosto de 2022 foi iniciado o processo de conversão voluntária de renda vitalícia para renda financeira, com término da adesão em 31 de janeiro de 2023.

20.3 Movimentações dos ativos e passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	CPFL		RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total	
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	Plano 1 (*)	Plano 2	Plano Único	CTP		CEEEPREV
	1.979.237	459.970	47.654	21.084	139.458	296.140	3.857		498.066
Passivo atuarial líquido em 31/12/2021	1.979.237	459.970	47.654	21.084	139.458	296.140	3.857	498.066	3.445.465
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	241.519	17.728	4.878	1.789	14.306	12.703	383	44.598	337.904
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(428.876)	(136.010)	(8.866)	(2.308)	(2.286)	(14.296)	-	(45.700)	(638.342)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(45)	(404)	9	10.647	-	-	-	31.594	41.801
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(354.932)	(152.269)	(11.951)	(52.349)	(45.221)	(60.733)	(597)	(19.129)	(697.181)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	25.671	23.640	2.146	(7.648)	(16.049)	(22.501)	-	(135.162)	(129.903)
Efeito risk sharing	-	-	-	-	-	(16.465)	-	(82.219)	(98.684)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	-	(308)	-	(308)
Transferência de dívida atuarial para dívida financeira *	(180.005)	(86.556)	(2.686)	-	-	-	-	-	(269.247)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	28.785	-	-	-	-	28.785
Passivo atuarial líquido em 31/12/2022	1.282.569	126.099	31.184	-	90.208	194.848	3.335	292.048	2.020.291
Conversão para dívida financeira	180.005	86.556	2.686	-	-	-	-	-	269.247
Outras contribuições	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.813)
Total passivo									2.285.726
Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	699.336
Não Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	1.586.390

* Conforme descrito na nota 20.1, em agosto de 2022 foi iniciado o processo de conversão voluntária de renda vitalícia para renda financeira, com término da adesão em 31 de janeiro de 2023.

	CPFL		RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total	
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP		CEEEPREV
	2.158.592	563.508	52.419	-	176.444	-	-		-
Passivo atuarial líquido em 31/12/2020	2.158.592	563.508	52.419	-	176.444	-	-	-	2.950.968
Combinação de Negócios	-	-	-	-	-	275.051	4.136	437.629	716.816
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	19.698	-	76.382	(8.687)
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	1.979.237	459.970	47.654	21.084	139.458	296.140	3.857	498.066	3.445.465
Outras contribuições	-	-	-	-	-	-	-	-	18.963
Total passivo									3.464.428
Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	604.254
Não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	2.860.176

20.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas aos planos para o exercício de 2023 estão apresentadas a seguir:

	<u>2023</u>
CPFL Paulista	524.001
CPFL Piratininga	142.104
CPFL Renováveis	10.692
RGE Sul (RGE) - Plano 1	2.425
RGE Sul (RGE) - Plano 2	2.411
CPFL Transmissão - Plano Único	13.607
CPFL Transmissão - CTP	360
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	47.235
Total	<u>742.835</u>

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

	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027 a 2032</u>	<u>Total</u>
CPFL Paulista	578.348	616.635	629.236	640.871	4.013.047	6.478.137
CPFL Piratininga	124.191	133.937	138.346	142.430	936.428	1.475.332
CPFL Renováveis	13.983	14.672	14.928	15.165	94.505	153.253
RGE Sul (RGE) - Plano 1	35.530	36.729	37.973	39.189	260.908	410.329
RGE Sul (RGE) - Plano 2	47.085	48.670	50.198	51.726	345.337	543.016
CPFL Transmissão - Plano Único	135.689	137.958	140.069	141.956	873.792	1.429.464
CPFL Transmissão - CTP	360	351	340	325	1.485	2.861
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	201.616	200.576	206.315	211.772	1.379.494	2.199.773
Total	<u>1.136.802</u>	<u>1.189.528</u>	<u>1.217.405</u>	<u>1.243.434</u>	<u>7.904.996</u>	<u>12.692.165</u>

Em 31 de dezembro de 2022, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 8,3 anos para a CPFL Paulista, 10,6 anos para a CPFL Piratininga, 8,2 anos para a CPFL Renováveis, 9,4 anos para o Plano 1 e 9,6 anos para o Plano 2 da RGE, e 7,7 anos no plano único e 8,8 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 2023 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2022 e 2021 são como segue:

	2023 estimadas								Total
	CPFL		CPFL		RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão		
	Paulista	Piratininga	Renováveis	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Custo do serviço	903	-	19	(80)	848	(33)	-	(10.075)	(8.418)
Juros sobre obrigações atuariais	620.717	153.286	14.898	43.830	58.821	67.042	328	111.805	1.070.727
Rendimento esperado dos ativos do plano	(514.680)	(147.567)	(12.213)	(46.955)	(49.605)	(43.061)	-	(72.386)	(886.467)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	-	-	-	2.991	-	-	-	-	2.991
Total da despesa (receita)	<u>106.940</u>	<u>5.719</u>	<u>2.704</u>	<u>(214)</u>	<u>10.064</u>	<u>23.948</u>	<u>328</u>	<u>29.344</u>	<u>178.833</u>
	RGE Sul (RGE)								
	CPFL		CPFL		RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão		
	Paulista	Piratininga	Renováveis	Plano 1 (*)	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço	1.399	6.024	34	(79)	1.367	(15.067)	-	(407)	(6.729)
Efeito do saldamento **	-	(75.490)	-	-	-	-	-	-	(75.490)
Efeito da conversão voluntária de renda *	71.537	58.354	722	-	-	-	-	-	125.613
Juros sobre obrigações atuariais	645.992	186.590	15.637	42.801	56.456	74.329	383	119.399	1.140.987
Rendimento esperado dos ativos do plano	(476.809)	(152.749)	(11.515)	(40.933)	(43.517)	(46.559)	-	(74.394)	(846.476)
Total da despesa (receita)	<u>241.519</u>	<u>17.728</u>	<u>4.878</u>	<u>1.789</u>	<u>14.306</u>	<u>12.703</u>	<u>383</u>	<u>44.598</u>	<u>337.905</u>

* No consolidado, na rubrica de Despesas (receitas) em 2022, R\$ 125.613 refere-se à perda decorrente do processo de conversão de renda atuarial vitalícia para renda financeira. Essa perda ocorre principalmente em função da diferença de metodologia de cálculo do passivo atuarial para fins de IFRS e para fins de Previc (esse último utilizado para cálculos de saldamento e liquidações antecipadas de plano, a conversão é considerada uma liquidação antecipada). O percentual de adesão até 31 de dezembro de 2022 foi de aproximadamente 9%, percentual esse utilizado para fins de cálculo dos impactos da conversão, sendo a data final da adesão 31 de janeiro de 2023.

** Com a aprovação do saldamento do plano PSAP da controlada CPFL Piratininga pelo órgão regulador PREVIC na data-base de 31 de maio de 2022, o plano deixou de receber novas contribuições mensais e foi apurado um ganho de R\$75.490 (a taxa nominal de desconto dos cálculos foi de 9,41%).

	2021 realizadas								Total		
	CPFL Paulista		CPFL Piratininga		CPFL Renováveis		RGE Sul (RGE)			CPFL Transmissão*	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	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	(24.555)	832.590	
Rendimento esperado dos ativos do plano	(371.807)	(112.568)	(9.141)	(34.980)	(36.792)	(7.560)	-	-	-	(597.403)	
Efeito do limite a ser contabilizado	-	-	-	862	-	-	-	-	-	862	
Total da despesa (receita)	160.049	49.981	4.027	(1.539)	14.435	3.480	64	18.257	248.754		

* Refere-se aos três meses do último trimestre de 2021.

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)	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	10,39% a.a.	9,41% a.a.	10,39% a.a.	9,41% a.a.	10,39% a.a.	10,38% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	10,39% a.a.	9,41% a.a.	10,39% a.a.	9,41% a.a.	10,39% a.a.	10,38% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,48% a.a.(*)	6,40% a.a.(*)	5,88% a.a.(**)	5,74% a.a.(**)	4,00% a.a.	5,03% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	5,03% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	5,03% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)	BR-EMS sb v.2015 (-20) (***)	BR-EMS sb v.2015	BR-EMSsb v.2021 MF (-10) (****)	BR-EMSsb-2015 MF (****)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Mercer Disability (-50)	Light fraca (-30)	Light fraca	Light média	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR 2013 a 2021	ExpR_2012	Nula	Nula	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	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	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a CPFL Piratininga foi de 4,00% em 2022 e de 6,55% em 2021.

(**) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE (Plano 1) foi de 4,45% em 2022 e de 5,22% em 2021.

(***) Tábua biométrica de mortalidade geral para o plano RGE Sul é BR-EMSsb v.2021 por sexo.

(****) Tábua biométrica de mortalidade geral para o plano 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 2022 e 2021, administrados pela VIVEST e Fundação Família Previdência (fundações). Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2023, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2022.

A composição dos ativos administrados pelos planos é como segue:

	Ativos administrados pela VIVEST				Ativos administrados pela Fundação Família Previdência							
	CPFL Paulista e CPFL Geração		CPFL Piratininga		RGE Sul (RGE)				CPFL Transmissão			
	2022	2021	2022	2021	Plano 1		Plano 2		Plano Único		CEEEPREV BD	
Renda fixa	75%	69%	79%	71%	75%	78%	74%	81%	67%	70%	65%	64%
Títulos públicos federais	37%	38%	36%	37%	66%	68%	64%	67%	58%	59%	56%	56%
Títulos privados (instituições financeiras)	0%	1%	0%	1%	3%	4%	3%	5%	4%	4%	5%	5%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	1%	1%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	1%	1%	1%	1%	4%	4%	4%	6%	3%	3%	1%	1%
Outros investimentos de renda fixa	36%	28%	41%	29%	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%
Renda variável	17%	26%	17%	25%	12%	12%	14%	19%	21%	21%	21%	23%
Fundos de investimento em ações	17%	26%	17%	25%	12%	12%	14%	14%	19%	21%	21%	23%
Investimentos estruturados	3%	1%	3%	1%	9%	7%	8%	0%	7%	6%	9%	8%
Fundos de participação	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fundos imobiliários	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	3%	1%	3%	1%	9%	7%	8%	-	7%	6%	9%	7%
Cotados em mercado ativo	95%	96%	99%	97%	97%	98%	96%	96%	94%	97%	96%	95%
Imóveis	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	1%
Operações com participantes	1%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	4%	3%	2%	4%	4%
Outros ativos	3%	2%	0%	0%	0%	-1%	0%	-1%	2%	-1%	-1%	-1%
Depósitos judiciais e outros	3%	2%	0%	0%	0%	-1%	0%	-1%	2%	-1%	-1%	-1%
Não cotados em mercado ativo	5%	4%	1%	3%	3%	2%	4%	4%	6%	3%	4%	5%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

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

	Meta para 2023					
	VIVEST		FAMÍLIA PREVIDÊNCIA		CEEEPREV	
	CPFL Paulista e CPFL Geração	CPFL Piratininga	RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão	
			Plano 1	Plano 2	Plano Único	CEEEPREV BD
Renda Fixa	83,9%	78,4%	72,0%	71,9%	66%	67%
Renda variável	13,1%	18,2%	10,2%	10,8%	16%	17%
Imóveis	1,4%	0,6%	1,0%	1,2%	3%	1%
Empréstimos e financiamentos	1,4%	2,1%	1,8%	2,6%	1%	4%
Investimentos estruturados	0,2%	0,6%	15,0%	13,5%	14%	12%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%

A meta de alocação para 2023 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos feitas pelas fundações, efetuada ao final de 2022 em suas Políticas de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2023, 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 as fundações atingirem os objetivos

de gestão de investimentos são o Estudo de *Asset Liability Management* – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) dos planos previdenciários administrados pelas Fundações.

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

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

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

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.	132.009	41.180	3.111	10.444	14.288	26.443	49.935	277.410
	+0,25 p.p.	(139.848)	(40.553)	(3.523)	(10.017)	(13.691)	(25.514)	(48.001)	(281.147)
Tábua de biométrica de mortalidade**	+1 ano	(170.303)	(36.014)	(3.971)	(7.400)	(10.770)	(35.089)	(43.290)	(306.837)
	-1 ano	149.301	34.138	3.261	7.172	10.476	34.642	42.675	281.665

* 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 VIVEST e BREMS sb v.2015 (RGE) e BREMS sb v.2021 (CPFL-T) para os planos da Fundação Família Previdência. As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas 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, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente.

As fundações 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 das fundações 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.

(21) TAXAS REGULAMENTARES

	Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021
Compens. financ. pela utilização de rec. hídricos - CFURH	4.454	933
Reserva global de reversão - RGR	17.248	17.248
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	9.605	8.949
Conta de desenvolvimento energético - CDE	46.909	46.909
Bandeiras tarifárias e outros	11	477.927
Total	78.228	551.966

Bandeiras tarifárias e outros – O saldo de 31 de dezembro de 2021 refere-se, basicamente, à bandeira tarifária (vermelha - escassez hídrica) faturada em dezembro de 2021. A partir de janeiro de 2022 a bandeira tarifária passou a ser registrada no grupo de Ativo e passivo financeiro setorial.

(22) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	341.363	210.896
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	114.131	77.517
Imposto de renda e contribuição social a recolher	455.493	288.412
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	50.063	669.830
Programa de integração social - PIS	43.031	23.340
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	201.018	111.933
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	26.925	7.606
Outros	101.177	74.156
Transação tributária relacionada a contencioso judicial - dívida previdência privada	18.055	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	440.270	886.864
Total Circulante	895.763	1.175.276
Não circulante		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	231.653	214.430
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	23.364	18.173
Imposto de renda e contribuição social a recolher	255.017	232.603
ICMS a pagar	911	874
IRPJ/CSLL parcelamento	4.921	5.218
Transação tributária relacionada a contencioso judicial - dívida previdência privada	1.007.138	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	1.012.970	6.092
Total Não circulante	1.267.987	238.695

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.

Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços – ICMS: a redução deve-se principalmente às alterações trazidas pela Lei Complementar nº 194/2022, que foram (i) redução da alíquota de ICMS sobre energia elétrica e (ii) não incidência do ICMS sobre determinados itens do faturamento. Adicionalmente, o saldo a pagar também foi reduzido em razão da liberação pela Sefaz/SP de créditos acumulados de ICMS (arts. 73 e seguintes do RICMS).

Transação tributária relacionada a contencioso judicial – dívida previdência privada – CPFL Paulista

Em 27 de dezembro de 2022 foi celebrada Transação Tributária entre a controlada CPFL Paulista e a Procuradoria da Fazenda Nacional (“PGFN”), com base na Lei nº 14.375, de 21 de junho de 2022, regulamentada pela Portaria PGFN/ME 6.757, de 29 de julho de 2022 e pela Portaria PGFN 10.826, de 22 de dezembro de 2022, referente aos processos relacionados às discussões acerca da dedutibilidade, para fins de imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL), das despesas reconhecidas no ano de 1997, referente à novação de dívida relativa ao plano de pensão dos funcionários da CPFL Paulista perante a Fundação CESP (atual “Vivest”). A Administração baseou a decisão de celebrar a transação e desistir da discussão judicial após considerar o atual estágio de discussão do processo, possível risco de desfecho em contrapartida com os benefícios financeiros atrelados à celebração da transação. Nos termos do referido acordo e, em contrapartida à extinção dos processos judiciais objeto do mesmo, o valor da dívida tributária determinado na Transação, na data base de 1 de novembro de 2022, foi de R\$ 1.288.174.

Os valores depositados judicialmente pela CPFL Paulista nos autos das Execuções Fiscais foram considerados para amortização dos saldos dos débitos tributários, resultando em uma dívida líquida total de

R\$ 1.022.048 (data base 1 de novembro de 2022), que atualizado para 31 de dezembro de 2022 é de R\$ 1.025.193. Como parte do acordo, referido saldo deverá ser pago em 60 (sessenta) parcelas mensais, com a possibilidade de utilização de títulos precatórios federais próprios ou de terceiros para tal liquidação (total ou parcial). Com relação às garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), cujo montante em 31 de dezembro de 2022 é de R\$ 1.814.280, serão mantidas em valor suficiente para garantir a Transação, podendo haver alteração no valor com autorização prévia da Fazenda Nacional, na proporção do que for amortizado do débito no âmbito da transação.

Diante da celebração da Transação Tributária e reconhecimento contábil da dívida, a CPFL Paulista adotará as medidas judiciais cabíveis para o cumprimento das condições estabelecidas e a extinção dos processos judiciais correlatos, conforme os termos da Transação.

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

	Consolidado			
	31/12/2022		31/12/2021	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	510.853	190.486	435.822	150.788
Cíveis	417.121	33.127	416.029	45.319
Fiscais	295.984	491.290	92.046	662.742
Outros	121.277	2.018	91.467	131
Total	1.345.236	716.921	1.035.364	858.981

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

	Consolidado						
	Saldo em 31/12/2021	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Combinação de negócios	Saldo em 31/12/2022
Trabalhistas	435.822	228.533	(140.193)	(58.182)	44.741	132	510.853
Cíveis	416.029	170.812	(67.356)	(159.152)	56.306	482	417.121
Fiscais	92.046	36.922	(4.446)	(6.714)	2.024	176.153	295.984
Outros	91.467	27.343	-	-	2.467	-	121.277
Total	1.035.364	463.612	(211.995)	(224.048)	105.537	176.767	1.345.236

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 IRPJ, CSLL INSS, FGTS, SAT, ICMS, 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 2022 e 2021 estavam assim representadas:

	Consolidado		Principais causas
	31/12/2022	31/12/2021	
Trabalhistas	629.643	574.607	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	2.533.637	2.186.898	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifaria, revisão de contratos e cobranças por ocupação da faixa de domínio
Fiscais	3.767.887	4.939.624	Imposto de renda e contribuição social
Fiscais - outros	2.973.319	2.512.047	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatórios	162.080	135.765	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	10.066.566	10.348.941	

Fiscais:

- (i) Conforme divulgado na nota 22 (Tributos, taxas e contribuições a recolher), em 27 de dezembro de 2022 foi celebrada a Transação Tributária referente aos processos judiciais do Plano de Pensão – CPFL Paulista, nos quais é discutida a dedutibilidade para imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) 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”). Desta forma, o montante referente aos processos judiciais foi registrado na rubrica de Impostos a Recolher, no montante de R\$ 1.025.193.
- (ii) Em 2016, a controlada CPFL Renováveis recebeu auto de infração no montante atualizado de R\$ 384.975 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\$ 717.628 relativo à cobrança de IRPJ e CSLL relativo ao ano-calendário 2011, apurado sobre suposto ganho de capital identificado na aquisição da ERSÁ Energias Renováveis S.A. e de apropriação de diferenças da reavaliação a valor justo da SMITA Empreendimentos e Participações S.A., empresa adquirida de forma reversa, os quais a Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, classificou 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.

A Administração da Companhia, 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	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Consumidores e concessionárias	431.655	219.444	84.754	75.415
Programa de eficiência energética - PEE	400.715	394.443	6.344	17.149
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	210.868	221.806	69.492	27.660
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	50.743	106.301	-	-
Fundo de reversão	1.712	1.666	7.481	9.192
Adiantamentos	766.939	529.182	126.579	56.970
Descontos tarifários - CDE	29.253	22.772	-	-
Folha de pagamento	35.471	59.639	-	-
Participação nos lucros	128.318	104.826	47.200	33.909
Convênios de arrecadação	117.410	113.991	-	-
Aquisição de negócios	12.282	11.317	-	-
Outros	169.503	144.916	364.413	254.296
Total	2.354.869	1.930.303	706.263	474.591

(*) 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.

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.

O passivo de arrendamentos está apresentado na rubrica de outros (nota 3.16).

(25) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2022 e 2021 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2022		31/12/2021	
	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	23.600	0,00%	163.600	0,01%
Membros da Diretoria Executiva	500	0,00%	2.300	0,00%
Demais acionistas	187.708.438	16,29%	187.566.638	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 2022, a estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 1,88 vezes o EBITDA em 2022 (2,13 vezes em 2021), 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 (i) registro de operações envolvendo a controlada CPFL Renováveis em combinação de negócios e oferta pública de ações de 2011 a 2014 (R\$ 467.927); (ii) redução por aquisição de participação na CPFL Renováveis, anteriormente detida pela controladora State Grid em 2019 (R\$ 2.034.920); (iii) aumento por aquisição de participação adicional, pela controlada CPFL Cone Sul, na CPFL Transmissão em 2022 (R\$ 250.347) e (iv) redução por outras movimentações em participações sem alteração no controle (R\$ 79.693).

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 2022 é de R\$ 8.234.499, que compreende: (i) reserva legal de R\$ 1.710.665, (ii) reserva de lucros a realizar de R\$ 1.683.740 e (iii) reserva de reforço de capital de giro R\$ 4.840.094.

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 credor de R\$ 274.113;
- (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 1.462.231 (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\$ 7.335).

25.5 Dividendo

Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 28 de abril de 2022 foi aprovada a declaração de dividendo adicional proposto de R\$ 3.735.932 referente ao exercício de 2021.

A Companhia está propondo para o exercício de 2022, o montante de R\$ 1.211.152 de dividendo mínimo obrigatório e R\$ 1.211.152 de dividendo adicional proposto.

Em 2022, a Companhia efetuou pagamento R\$ 3.735.932 de dividendos.

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:

	<u>2022</u>
Lucro líquido do exercício - controladora	5.099.586
Realização do resultado abrangente	27.124
Dividendo prescrito	1.718
Lucro líquido base para destinação	5.128.428
Reserva legal	(254.979)
Reserva de lucros a realizar	(1.683.741)
Reserva de capital de giro	(767.405)
Dividendos mínimos obrigatórios	(1.211.152)
Dividendo adicional proposto	(1.211.152)

Considerando avaliações da Companhia para potenciais novos negócios, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 767.405 à reserva estatutária - reforço de capital de giro. Adicionalmente, parte do lucro do ano foi alocada à Reserva de Lucros a Realizar no montante de R\$1.683.741 referente principalmente à atualização monetária do Ativo Financeiro da Concessão das Distribuidoras, o ajuste a valor de mercado da compra da Enercan e o resultado não caixa da CPFL-T, em função da aplicação do CPC 47. Eventuais alterações nestas perspectivas que reflitam em alterações na reserva poderão ser realizadas durante o exercício de 2023, mediante aprovação da Administração.

(26) LUCRO POR AÇÃO**Lucro por ação – básico e diluído**

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2022 e 2021 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:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	5.099.586	4.748.049
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	1.152.254.440	1.152.254.440
Lucro por ação	4,43	4,12

(27) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado					
	Nº de consumidores		GWh		R\$ mil	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	9.350.515	9.148.715	20.922	21.051	17.529.779	18.745.160
Industrial	51.596	52.735	8.176	10.460	4.158.151	4.743.170
Comercial	523.143	515.427	9.177	9.751	6.627.441	6.838.021
Rural	329.584	359.804	2.886	3.236	1.858.627	1.940.854
Poderes públicos	65.594	63.891	1.310	1.243	1.057.984	970.441
Iluminação pública	10.441	10.181	1.975	2.007	977.122	1.064.449
Serviço público	11.259	11.108	1.753	2.103	1.248.552	1.382.926
Fornecimento faturado	10.342.132	10.161.861	46.199	49.851	33.457.657	35.685.021
Consumo próprio	-	-	35	34	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	82.475	(234.693)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(14.832.174)	(14.970.379)
Fornecimento de energia elétrica	10.342.132	10.161.862	46.234	49.885	18.707.958	20.479.949
Furnas Centrais Elétricas S.A.			2.394	3.111	918.110	779.717
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			12.692	11.430	3.597.272	3.341.761
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(165.072)	(147.576)
Energia elétrica de curto prazo			10.667	6.914	582.956	1.696.478
Suprimento de energia elétrica			25.753	21.455	4.933.266	5.670.380
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					14.997.246	15.117.956
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					5.189.949	4.854.501
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(110.537)	(95.560)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					5.356.676	3.312.656
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					89.284	3.170.527
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					1.401.373	1.164.707
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					1.926.329	1.610.203
Outras receitas e rendas					2.159.062	1.055.766
Outras receitas operacionais					31.009.382	30.190.756
Total da receita operacional bruta					54.650.607	56.341.084
Deduções da receita operacional						
ICMS					(5.386.982)	(8.094.133)
PIS					(664.430)	(765.115)
COFINS					(3.138.392)	(3.527.584)
ISS					(33.376)	(28.078)
Reserva global de reversão - RGR					(1.815)	(807)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(5.720.252)	(3.736.253)
Programa de P & D e eficiência energética					(278.404)	(298.247)
PROINFRA					(325.822)	(211.715)
Bandeiras tarifárias e outros					327.584	(412.388)
Compensação financeira pela utilização de recursos Hídricos - CFURH					(16.889)	(8.403)
Outros					(57.591)	(47.539)
					(15.296.370)	(17.130.935)
Receita operacional líquida					39.354.237	39.210.148

Outras receitas e rendas: Esta linha contém a receita do segmento de Transmissão de Energia decorrente da operação e manutenção e remuneração do ativo contratual de R\$ 1.620.033 (R\$ 374.734 em 2021).

Receita de construção da infraestrutura de concessão: Refere-se a receita de construção das concessões dos segmentos de Distribuição de R\$ 4.736.849 (R\$ 3.000.093 em 2021) e de Transmissão de R\$ 619.827 (R\$ 312.563 em 2021).

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	2022		2021	
		RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)	RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)
CPFL Paulista	Abril	12,77%	14,97%	17,62%	8,95%
CPFL Piratininga	Outubro	21,07%	14,72%	14,78%	12,40%
RGE	Junho	8,72%	10,98%	15,23%	9,95%
CPFL Santa Cruz	Março	7,82%	8,83%	17,19%	9,95%

- (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 2022 foi registrada receita de R\$ 1.926.329 (R\$ 1.610.253 em 2021), 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 REH nº 3.004, de 14 de dezembro de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO, relativas às competências de janeiro a abril de 2022.

A REH nº 3.034, de 26 de abril de 2022, estabeleceu as quotas definitivas da CDE-USO de 2022.

E, criada por meio da REN nº 885, de 23 de junho de 2020, a CDE Conta-Covid teve suas quotas homologadas por meio do despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, posteriormente retificadas por meio do despacho nº 939 de 05 de abril de 2021, e os valores são pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário das distribuidoras.

27.5. Redução das alíquotas de ICMS nas tarifas de energia elétrica

Em 23 de junho de 2022 foi publicada a Lei Complementar nº 194, que determinou a redução das alíquotas do ICMS sobre energia elétrica pelos Estados, bem como reduziu a base de cálculo do tributo. Nesse contexto, a Companhia realizou a análise das normas e legislações estaduais sobre o tema de forma a refletir o melhor entendimento da nova determinação em seus sistemas de faturamento.

(28) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado			
	GWh		R\$ mil	
	2022	2021	2022	2021
<u>Energia comprada para revenda</u>				
Energia de Itaipu Binacional	10.198	10.489	2.971.650	3.711.587
PROINFA	968	1.041	594.896	355.409
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	58.883	56.344	11.463.069	15.711.811
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(1.332.795)	(1.756.760)
Subtotal	70.049	67.874	13.696.819	18.022.046
<u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u>				
Encargos da rede básica			3.127.713	2.798.398
Encargos de transporte de Itaipu			283.992	302.177
Encargos de conexão			103.021	190.592
Encargos de uso do sistema de distribuição			77.181	66.161
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			555.820	2.081.037
Encargos de energia de reserva - EER			703.364	168.776
Crédito de PIS e COFINS			(477.452)	(521.928)
Subtotal			4.373.639	5.085.211
Total			18.070.459	23.107.257

(*) Conta de energia de reserva

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

A redução do custo com energia adquirida para revenda no ano de 2022 está associada principalmente ao menor acionamento de usinas térmicas (contratos por disponibilidade) e ao PLD em níveis mínimos, em comparação ao mesmo período de 2021.

A grande melhora do cenário energético reduziu o acionamento de usinas termelétricas no ano de 2022, contribuindo para a redução do custo com ESS.

(29) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Consolidado											
	Custo com operação		Custo com serviço prestado a terceiros		Despesas Operacionais							
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros		Total	
2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	
Pessoal	1.437.069	1.115.165	-	-	184.963	170.020	415.546	346.144	-	-	2.037.578	1.631.329
Entidade de previdência privada	337.904	248.754	-	-	-	-	-	-	-	-	337.904	248.754
Material	442.201	346.947	1.747	1.321	11.625	9.955	9.750	(2.936)	-	-	465.323	355.287
Serviços de terceiros	191.336	147.770	2.850	4.157	197.350	173.169	343.269	344.257	-	-	734.805	669.353
Custos com construção da infraestrutura	-	-	5.385.799	3.514.799	-	-	-	-	-	-	5.385.799	3.514.799
Outros	86.450	128.484	60	2.933	84.255	92.651	560.561	288.259	(499.417)	194.786	231.909	707.112
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	84.736	91.991	-	-	-	-	84.736	91.991
Arrendamentos e aluguéis	64.892	69.743	-	-	-	-	1.620	20.149	-	-	66.512	89.892
Publicidade e propagação	18	10	-	-	-	-	28.974	20.785	-	-	28.992	20.795
Legais, judiciais e indenizações	(1)	15.461	-	-	-	-	531.409	254.995	-	-	531.408	270.456
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	177.994	157.049	177.994	157.049
Amortização de prêmio pago - GSF	-	22.477	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.477
Efeito de valorização a valor justo de combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	-	-	(670.016)	-	(670.016)	-
Outros	21.541	20.792	60	2.933	(481)	660	(1.442)	(7.671)	(7.395)	37.737	12.283	54.451
Total	2.494.961	1.987.119	5.390.456	3.523.210	478.193	445.796	1.329.126	975.724	(499.417)	194.786	9.193.319	7.126.636

(30) RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado	
	2022	2021
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	475.381	170.438
Acréscimos e multas moratórias	340.072	334.457
Atualização de créditos fiscais	723.446	110.487
Atualização de depósitos judiciais	70.151	23.140
Atualizações monetárias e cambiais	222.392	260.151
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	50.040	16.916
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 7)	385.879	83.740
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(93.432)	(69.733)
Outros	(19.803)	195.558
Total	2.154.127	1.125.153
Despesas		
Encargos de dívidas	(1.629.329)	(781.155)
Atualizações monetárias e cambiais	(2.331.410)	(775.938)
(-) Juros capitalizados	53.547	39.015
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 7)	(49.360)	-
Atualização de mútuo com a controladora (nota 25)	(339.201)	(132.847)
Atualização da exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS (nota 6)	(561.943)	(60.780)
Outros	(207.700)	(205.929)
Total	(5.065.396)	(1.917.634)
Resultado financeiro	(2.911.269)	(792.482)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,14% a.a. durante o exercício de 2022 e 2021 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 das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 1.327.347 em 2022 (ganhos de R\$ 307.359 em 2021) (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, transmissão, 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.

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
2022									
Receita operacional líquida	32.388.550	2.953.000	1.550.460	2.317.611	144.526	39.354.147	90	-	39.354.237
(-) Vendas entre segmentos	10.898	1.298.430	413.844	19.730	899.077	2.641.980	-	(2.641.980)	-
Custo com energia elétrica	(16.902.804)	(545.087)	-	(2.369.486)	-	(19.817.378)	-	1.746.920	(18.070.459)
Custos e despesas operacionais	(8.498.160)	49.158	(1.004.028)	(53.994)	(843.995)	(10.351.019)	(56.008)	895.082	(9.511.947)
Depreciação e amortização	(1.070.643)	(761.171)	(70.122)	(5.774)	(52.485)	(1.960.196)	(71.250)	-	(2.031.445)
Resultado do serviço	5.927.841	2.994.329	890.154	(91.914)	147.123	9.867.533	(127.145)	-	9.740.387
Resultado de participações societárias	-	488.731	1.799	-	-	490.530	-	-	490.530
Receita financeira	1.744.126	173.703	176.006	36.477	14.902	2.145.215	29.956	(21.044)	2.154.127
Despesa financeira	(3.791.168)	(789.688)	(221.148)	(203.612)	(15.061)	(5.020.676)	(65.764)	21.044	(5.065.396)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	3.880.800	2.867.075	846.811	(259.048)	146.964	7.482.602	(162.953)	-	7.319.648
Imposto de renda e contribuição social	(1.502.465)	(268.133)	(286.347)	15.645	(33.963)	(2.075.263)	(25.572)	-	(2.100.835)
Lucro (prejuízo) líquido	2.378.334	2.598.942	560.464	(243.404)	113.002	5.407.338	(188.526)	-	5.218.813
Aquisições do ativo contratual, imobilizado e outros intangíveis	4.790.933	258.163	696.510	5.873	52.391	5.803.870	1.545	-	5.805.415
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 participações 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)	(1.935.291)	(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

(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.

Algumas controladas da Companhia possuem planos de suplementação de aposentadoria mantidos junto à 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 2022, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) foi de R\$ 89.030 (R\$ 51.633 em 2021). Este valor é composto por R\$ 72.120 (R\$ 40.093 em 2021) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 1.233 (R\$ 1.210 em 2021) de benefícios pós-emprego e R\$ 15.676 (R\$ 9.956 em 2021) 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 2022 no montante de R\$ 52.859 refere-se substancialmente ao mútuo efetuado com as controladas CPFL Serviços e CPFL Transmissão Maracanaú, com vencimento até dezembro de 2023 e remunerado a 105,75% do CDI (R\$ 168.943 em 31 de dezembro de 2021 substancialmente com a controlada RGE e remunerado a 107% do CDI).

O saldo de mútuo passivo no consolidado, no montante de R\$ 2.803.121 (R\$ 2.518.150 em 31 de dezembro de 2021), refere-se substancialmente ao mútuo entre a controlada CPFL Renováveis e a controladora State Grid Brazil Power, com vencimento até junho de 2024 e remunerado a CDI + 1,1% a.a.

Outras Operações Financeiras refere-se principalmente à emissão de debêntures pela controlada CPFL Paulista adquirida pela State Grid Brazil Power Participações S.A. A taxa efetiva anual destas debentures é de CDI + 1,20% pelo prazo de quatro anos.

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	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Outras Operações Financeiras								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	1.500.000	-	-	-	-	-
Entidades sob o controle comum (Controladas da State Grid Corporation of China)	-	-	-	-	51	-	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle comum (Controladas da State Grid Corporation of China)	6	6	-	-	57	31	360.946	350.924
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia consolidado)	3.915	1.560	152.944	194.426	38.337	17.000	1.296.344	1.499.983
Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviço								
Entidades sob o controle comum (Controladas da State Grid Corporation of China)	-	-	20.363	7.724	-	-	82.620	40.669
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia consolidado)	230	168	-	-	4.568	7.279	-	-
Contrato de Mútuo								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	2.803.121	2.518.150	-	-	339.201	132.847
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio								
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia consolidado)	1.500	133.623	-	-	-	-	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	19.038	3.407

(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:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2022</u>
Ativo fixo	Riscos operacionais, lucros cessantes, riscos nomeados, riscos de engenharia e multirisco	3.214.702
Transporte	Transporte nacional e internacional	727.683
Responsabilidade civil	Geral, obras civis instalação e montagem, concessionárias ou não de distribuição de energia elétrica, riscos ambientais e resp. civil profissional	285.674
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	1.879.681
Garantia	Seguro garantia	5.250.305
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		11.508.045

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 ou limites de risco encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem dos limites de riscos propostos;
- 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; e
- Deliberar sobre as propostas de alteração no Mapa Corporativo de Riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração:

- Observar as responsabilidades previstas nos Regimento Interno dos Comitês de Assessoramento;
- Acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites de risco aprovados.
- Orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento e;

- Tomar conhecimento: (i) dos modelos de monitoramento dos riscos; (ii) das exposições aos riscos; e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos.

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

À Diretoria Executiva da CPFL Energia cabe:

- 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 da Política de Gestão de Riscos 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 da CPFL Energia é responsável por:

- Coordenar o processo de avaliação de riscos corporativos, desenvolvendo e mantendo atualizadas as metodologias de Gestão Corporativa de Riscos;
- Identificar e documentar os riscos aos quais as empresas do Grupo CPFL estão expostas;
- Desenvolver, em conjunto com os gestores dos negócios, modelos e/ou indicadores para monitoramento dos riscos, critérios de classificação e propostas de limite;
- Monitorar periodicamente as exposições aos riscos e acompanhar a implantação das ações de mitigação pelos gestores dos negócios;
- Acompanhar a apresentação do modelo de risco e a justificativa pela ultrapassagem de limite para a Diretoria Executiva da CPFL Energia;
- Acompanhar e reportar status dos planos de mitigação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados; e
- Avaliar o ambiente de controles internos das empresas do Grupo CPFL e interagir 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 de sua controlada 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 2022 observou-se uma hidrologia favorável, o que possibilitou a recuperação dos reservatórios das usinas hidrelétricas em todo país que haviam iniciado o ano com volumes reduzidos devido à condição adversa de 2021.

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.

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 alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

(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	
				31/12/2022	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	3.746.158	3.746.158
Títulos e valores mobiliários	6	(a)	Nível 1	856.244	856.244
Derivativos	35	(a)	Nível 2	507.560	507.560
Investimento em instrumentos patrimoniais		(a)	Nível 3	89.041	89.041
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	18.202.007	18.202.007
Total				23.401.010	23.401.010
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	(b)	Nível 2 (***)	6.991.850	6.997.170
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	18	(a)	Nível 2	6.775.817	6.775.817
Debêntures - principal e encargos	19	(b)	Nível 2 (***)	9.302.230	9.211.483
Debêntures - principal e encargos (**)	19	(a)	Nível 2	2.312.528	2.312.528
Derivativos	35	(a)	Nível 2	342.618	342.618
Total				25.725.043	25.639.615

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, o consolidado apresentou uam perda de R\$ 281.394 em 2022 (ganho de R\$ 243.459 em 2021).

(***) 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 2022 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 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 os exercícios de 2022 e 2021 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 2022 e 31 de dezembro de 2021, a Companhia havia emitido garantias para certas instituições financeiras em relação às linhas de crédito concedidas às suas controladas, 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 2022 o Grupo detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	359.956	(203.025)	156.931	378.607	(221.676)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,87% a 0,99%) ou (0,78% a 3,66%)	106,4% do CDI ou CDI + 0,55% a 1,29%	fev/22 a set/26	4.401.172
Empréstimos bancários - Lei 4.131	53.071	(18.228)	34.842	80.010	(45.168)	Euro + 0,43% a 0,70%	CDI + 0,58 a 1,10%	fev/23 a mar/25	1.520.640
	413.027	(221.254)	191.773	458.617	(266.844)				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	94.533	(78.572)	15.961	216.418	(200.458)	IPCA + 4,3% a 5,8%	104,3% a 111,07% do CDI	ago/24 a maio/31	2.352.600
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(42.792)	(42.792)	(6.716)	(36.076)	6,16% a 7,38%	CDI + 0,69% a 0,88%	Mar/2024 a Jun/24	572.000
	94.533	(121.364)	(26.831)	209.703	(236.534)				
Subtotal proteção de dívidas	507.560	(342.618)	164.942	668.320	(503.378)				
Total	507.560	(342.618)	164.942	668.320	(503.378)				
Circulante	201.698	(76.759)							
Não circulante	305.862	(265.858)							

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 nocional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

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

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Consolidado			
	Saldo em 31/12/2021	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2022
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	1.509.491	(1.327.008)	485.837	668.320
Outros	(1.319)	1.158	161	-
Marcação a mercado (*)	(251.594)	(251.783)	-	(503.378)
Total	1.256.578	(1.577.633)	485.998	164.942
Ativo - circulante	357.350			201.698
Ativo - não circulante	990.491			305.862
Passivo - circulante	(5.067)			(76.759)
Passivo - não circulante	(86.196)			(265.858)

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2022 referentes aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) perda de R\$ 252.774 para as dívidas designadas a valor justo e (ii) ganho de R\$ 990 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 resultado do exercício. 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 2022 e 2021, 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	
	2022	2021	2022	2021
Varição de taxas de juros	(80.295)	118.694	-	-
Marcação a mercado	(107.149)	(193.503)	1.443	(3.268)
Varição cambial	(1.245.554)	224.412	-	-
Marcação a mercado	(149.020)	(186.048)	2.941	13.207
Total	(1.582.017)	(36.446)	4.384	9.940

c) Ativos financeiros da concessão

Conforme mencionado acima, as controladas de distribuição tem classificado os respectivos ativos financeiros da concessão como valor justo contra resultado. A movimentação e respectivos ganhos (perdas) no resultado no exercício de 2022 foi de R\$ 1.401.373 (R\$ 1.164.707 em 2021), 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 conseqüente impacto negativo no resultado do Grupo. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma o Grupo quantificou 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 2022 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)	
				Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(4.666.986)		(374.776)	885.665	2.146.105
Derivativos - swap plain vanilla	4.744.021		380.962	(900.284)	(2.181.530)
	77.035	baixa dólar	6.186	(14.619)	(35.425)
Instrumentos financeiros passivos	(1.566.136)		(158.335)	272.782	703.900
Derivativos - swap plain vanilla	1.578.247		159.560	(274.892)	(709.344)
	12.111	baixa euro	1.225	(2.110)	(5.444)
Total	89.146		7.411	(16.729)	(40.869)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			78	(185)	(449)
Efeitos no resultado do período			7.333	(16.544)	(40.420)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2022 foi de R\$ 5,22 para o dólar e R\$ 5,57 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de cambio considerada de R\$ 5,64 e R\$ 6,13 e a depreciação cambial de 8,03% e 10,11%, do dólar e do euro respectivamente em 31.12.2022.

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

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro serem ativas, o risco é baixa do dólar e do euro, portanto o câmbio foi 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 2022 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Consolidado							
Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	4.572.938				637.010	796.263	955.515
Instrumentos financeiros passivos	(12.383.289)				(1.724.992)	(2.156.240)	(2.587.488)
Derivativos - swap plain vanilla	(9.240.462)				(1.287.196)	(1.608.995)	(1.930.795)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(99.255)				(13.826)	(17.283)	(20.739)
	(17.150.068)	alta CDI / SELIC	13,65%	13,93%	(2.389.004)	(2.986.255)	(3.583.507)
Instrumentos financeiros passivos	(221.936)				(14.071)	(17.588)	(21.106)
	(221.936)	alta IGP-M	5,45%	6,34%	(14.071)	(17.588)	(21.106)
Instrumentos financeiros passivos	(402.853)				(29.690)	(37.113)	(44.535)
	(402.853)	alta TJLP	6,78%	7,37%	(29.690)	(37.113)	(44.535)
Instrumentos financeiros passivos	(8.673.711)				(571.598)	(428.698)	(285.799)
Derivativos - swap plain vanilla	2.533.534				166.960	125.220	83.480
Instrumentos financeiros ativos	18.248.751				1.202.593	901.945	601.296
	12.108.574	baixa IPCA	5,79%	6,59%	797.955	598.467	398.977
Total	(5.666.283)				(1.634.810)	(2.442.489)	(3.250.171)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					427	142	(143)
Efeitos no resultado do período					(1.635.237)	(2.442.631)	(3.250.028)

(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 outros 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.

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, 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 2022 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 35.b). A Administração não identificou para os exercícios de 2022 e 2021 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

g) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2022, 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.

31/12/2022	Nota Explicativa	Consolidado							Total
		Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos		
Fornecedores	17	3.094.828	128.909	4.030	178.648	118	246.179	3.652.713	
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	92.035	2.326.042	2.684.600	8.126.621	4.321.244	1.281.108	18.831.650	
Derivativos	35	-	18.228	58.531	138.581	48.705	78.572	342.617	
Debêntures - principal e encargos	19	100.921	369.012	1.631.232	2.443.300	6.364.813	4.036.000	14.945.276	
Taxas regulamentares	21	74.164	4.064	-	-	-	-	78.228	
Uso do bem público		1.990	4.402	17.491	47.767	90.477	46.558	208.685	
Outros		39.308	518.219	43.993	3.423	2.140	86.672	693.755	
Consumidores e concessionárias		37.758	393.322	575	-	-	84.754	516.409	
EPE / FNDCT / PROCEL		1.407	7.201	42.135	-	-	-	50.743	
Convênio de arrecadação		-	117.410	-	-	-	-	117.410	
Fundo de reversão		143	286	1.283	3.423	2.140	1.918	9.193	
Total		3.403.247	3.368.876	4.439.877	10.938.339	10.827.496	5.775.088	38.752.924	

(36) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

	Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021
Transações oriundas de combinações de negócios		
Ativo contratual	17.565	4.102.531
Empréstimos, financiamentos e debentures	-	(624.793)
Imobilizado adquirido por combinação de negócios	2.127.838	-
Intangível adquirido por combinação de negócios, líquido dos efeitos tributários	109.104	849.070
Impostos diferidos sobre combinação de negócios	(52.795)	(243.368)
Outros ativos líquidos adquiridos por combinação de negócios	(214.920)	(521.538)
	<u>1.986.792</u>	<u>3.561.902</u>
Caixa Adquirido na Combinação de Negócios	147.351	478.405
Outras transações		
Juros capitalizados	53.547	39.015
Transferência entre imobilizado e outros ativos	-	(3.209)
Reversão para custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	22.437	70.507

(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 2022, são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2022	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 23 anos	13.230.221	23.533.421	21.493.083	7.261.043	65.517.768
Compra de energia de Itaipu	até 23 anos	2.007.836	4.075.158	3.977.122	2.103.615	12.163.731
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 31 anos	4.872.595	10.427.764	10.302.825	14.358.596	39.961.780
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico	até 31 anos	53.315	108.849	106.850	206.031	475.045
Obras e construções (segmentos de distribuição, transmissão e geração)	até 5 anos	2.108.159	1.072.953	299.546	556.782	4.037.440
Total		<u>22.272.126</u>	<u>39.218.145</u>	<u>36.179.426</u>	<u>24.486.067</u>	<u>122.155.764</u>

Obrigações contratuais em 31/12/2022	Duração	Controladas em conjunto				Total
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Projetos de construção de usina	até 2 anos	10.794	5.574	-	-	16.368
Encargos de Transmissão e Distribuição	até 14 anos	93.654	172.385	155.009	763.037	1.184.086
Repactuação do Risco Hidrológico	até 14 anos	70.102	140.396	137.444	309.478	657.420
Fornecedores de materiais e serviços	até 2 anos	8.118	4.715	-	-	12.833
		<u>182.669</u>	<u>323.071</u>	<u>292.453</u>	<u>1.072.515</u>	<u>1.870.707</u>

(38) EVENTOS SUBSEQUENTES

38.1 Novas captações

A partir de 1º de janeiro de 2023 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 Transmissão	jan/23	300.000	Semestral	Parcela Única em Dezembro 2026	CDI + 1,20%	Plano de investimento e reforço capital giro	(a)
Moeda Estrangeira							
Empréstimo Lei - 4.131							
CPFL Brasil	fev/23	129.408	Parcela única em Junho 2023	Parcela única em Junho 2023	CDI + 0,58%	Capital de Giro	(a)
CPFL Paulista	fev/23	1.101.000	Semestral	Parcela única em Janeiro 2026	CDI + 1,40%	Capital de Giro	(a)
CPFL Jaguarí	fev/23	80.000	Semestral	Parcela única em Fevereiro 2026	CDI + 1,33%	Capital de Giro	(a)

(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.

38.2 Conversão de renda vitalícia para financeira

Encerrou-se em 31 de janeiro de 2023 o prazo para conversão voluntária de renda vitalícia para financeira para os planos previdenciários das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Renováveis e CPFL Brasil (vide nota 20.1). O percentual de conversão consolidado foi de 11% e os impactos finais desse processo ainda estão em fase de mensuração pelas controladas.

38.3 Decisão do STF sobre causas tributárias

Em decisão proferida em 8 de fevereiro de 2023 em sede dos Recursos Extraordinários 955227 (Tema 885) e 949297 (Tema 881), o Plenário do (STF) considerou que uma decisão definitiva sobre tributos recolhidos de forma continuada perderá seus efeitos caso posteriormente a Suprema Corte se pronuncie em sentido contrário em sede de recurso repetitivo ou controle concentrado de constitucionalidade.

Com base nesta decisão, a Companhia avaliou eventuais possíveis impactos sobre os tributos que poderiam ser enquadrados na referida decisão, e a Administração concluiu que não há, na data de conclusão de suas Demonstrações Financeiras, causas com trânsito em julgado individual favorável em favor da Companhia mas que possuam decisão desfavorável no STF em sede de recurso repetitivo ou controle concentrado de constitucionalidade. Desta forma, não há impactos decorrentes desta decisão para a data-base de 31 de dezembro de 2022.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Daobiao Chen

Presidente

Yuehui Pan
Zhao Yumeng

Gustavo Estrella
Antonio Kandir
Conselheiros

Marcelo Amaral Moraes
Liu Yanli

DIRETORIA

GUSTAVO ESTRELLA

Diretor Presidente

YUEHUI PAN

Diretor Vice-Presidente Financeiro
e de Relações com Investidores

Diretor Vice-Presidente Jurídico e
de Relações Institucionais

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO

Diretor Vice-Presidente
de Gestão Empresarial

FUTAO HUANG

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

KARIN REGINA LUCHESI

Diretora Vice-Presidente de Operações de
Mercado

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO

Diretor Vice-Presidente de
Operações Reguladas

VITOR FAGALI

Diretor Vice-Presidente de
Desenvolvimento de Negócios

GUSTAVO PINTO GACHINEIRO

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SERGIO LUIS FELICE

Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192767/O-6

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas
CPFL Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da CPFL Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2022 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, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia S.A. e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2022 e as respectivas demonstrações consolidadas 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, incluindo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

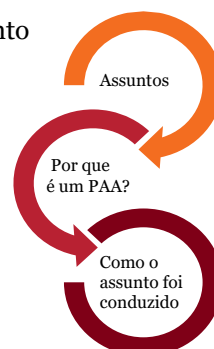
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CPFL Energia S.A. e da CPFL Energia S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2022, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e 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 do auditor 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 conforme 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 (PAA) 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.



Porque é um PAA**Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria**

Combinação de negócios - aquisição de ações da Campos Novos Energia S.A. (Notas 1 e 13.4.2)

Em 17 de novembro de 2022, a CPFL Energia, por meio da sua controlada CPFL Geração de Energia S.A. adquiriu o controle da Campos Novos Energia S.A. ("Enercan"), após a compra de participação adicional de 3,39% de seu capital social, passando a deter 52,12% de participação acionária total no capital social da investida. Por se tratar de uma combinação de negócios realizada em estágios, foi apurado, além do ágio, ganho na remensuração a valor justo da participação anteriormente detida, sendo esse ganho reconhecido no resultado do exercício.

O processo de avaliação e mensuração dos ativos adquiridos e passivos assumidos a valor justo nessa combinação de negócios envolveu a contratação de especialistas externos pela administração e o exercício de julgamentos e uso de estimativas críticas. As estimativas utilizaram dados e premissas subjetivas, tais como a taxa de desconto, taxa de crescimento e projeção de receitas e margens operacionais da companhia adquirida, com impacto significativo nas mensurações a valor justo e, conseqüentemente na apuração do ágio e do ganho na remensuração da participação anteriormente detida. Por essas razões, consideramos esse assunto como um dos principais assuntos de auditoria.

Efetuamos, entre outros procedimentos, a leitura do acordo de acionistas e dos principais documentos que suportam a transação, bem como realizamos reuniões com a administração, com os assessores jurídicos e com os especialistas externos da Companhia para entendimento da transação e dos respectivos impactos contábeis relacionados com a aquisição de controle.

Avaliamos a competência e a objetividade dos especialistas externos contratados pela administração para a emissão do laudo de alocação do preço de compra na combinação de negócios em estágios. Com o apoio de nossos especialistas, avaliamos a razoabilidade da metodologia e das principais premissas adotadas na identificação e mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos na combinação de negócios, comparando-as com informações históricas disponíveis ou com dados observáveis de mercado e/ou do segmento de atuação.

Verificamos ainda os principais impactos contábeis e fiscais da mensuração a valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos na combinação de negócios, bem como efetuamos a leitura das divulgações realizadas pela administração nas demonstrações financeiras.

Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os julgamentos e as premissas utilizadas são razoáveis, e as informações divulgadas nas demonstrações financeiras são consistentes com dados e informações obtidas e analisadas em nossa auditoria.

Transação tributária relacionada a contencioso judicial – dívida previdência privada (Nota explicativa 22)

Em 27 de dezembro de 2022, a Companhia, por meio de sua controlada Companhia Paulista de

Nossa abordagem de auditoria considerou,

Porque é um PAA

Força e Luz, celebrou acordo de transação tributária com a Procuradoria da Fazenda Nacional ("PGFN"), referente a contencioso judicial acerca da dedutibilidade, para fins de imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL), relativa ao plano de previdência dos funcionários da Companhia perante a Fundação CESP, gerando, após a extinção dos processos judiciais em andamento, uma obrigação a pagar, cujo saldo em 31 de dezembro de 2022 é de R\$ 1.025.193 mil.

Devido à relevância do saldo, esforço de auditoria na avaliação deste assunto e a natureza do acordo, consideramos esse tema um assunto significativo para a auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

entre outros, os seguintes procedimentos:

Discutimos com a Administração e a Governança o processo para o acordo da transação tributária relacionada ao contencioso judicial.

Solicitamos opinião dos assessores jurídicos que patrocinavam as causas do referido contencioso judicial, com o objetivo de avaliar a razoabilidade dos prognósticos de perda, as argumentações apresentadas e a existência de jurisprudências.

Com o apoio de nossos especialistas em assuntos tributários, avaliamos os termos do acordo da transação tributária entre a Companhia e a PGFN e seus respectivos registros contábeis.

Por fim, efetuamos leitura das divulgações apresentadas em nota explicativa.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que as informações divulgadas nas demonstrações financeiras em relação ao acordo firmado com a PGFN estão consistentes com as informações analisadas em nossa auditoria.

Discussão judicial relacionada às contribuições para o plano de previdência CEEEPrev (Nota 20)

A Companhia, por meio de sua controlada Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-T), mantém planos de previdência nas modalidades benefício definido e contribuição definida. O plano de benefício definido da CEEEPrev previa responsabilidade exclusiva da patrocinadora perante eventual insuficiência de cobertura patrimonial. Em 2014, foi instaurado litígio judicial relacionado às contribuições não paritárias, questionando a responsabilidade patronal perante eventual insuficiência de cobertura patrimonial nas reservas que suportam os benefícios, por entender que esse procedimento viola as previsões da Lei Complementar nº 108/2001.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros:

- Avaliação, com o apoio de nossos especialistas atuariais, da consistência dos critérios e das premissas utilizados pela administração para mensuração e reconhecimento da obrigação atuarial;
- Obtenção de opinião legal de outros assessores jurídicos, com o objetivo de avaliar a razoabilidade do prognóstico determinado pelo advogado da respectiva causa, bem como avaliar os argumentos e jurisprudências adotadas pelos assessores

Porque é um PAA

Considerando os fundamentos jurídicos corroborados pelas recentes decisões dos tribunais, nos processos que tratam sobre a matéria, a administração da Companhia, na qualidade de patrocinadora do Plano CEEEPrev, entende que a partir da nova decisão judicial de outubro de 2021, a melhor estimativa para mensuração desse passivo é considerar contribuições paritárias (*risk sharing*) entre patrocinador e Fundação. Dessa forma, desde março de 2022, a Companhia vem recolhendo suas contribuições de forma paritária.

O referido Plano CEEEPrev encontra-se deficitário em 31 de dezembro de 2022, uma vez que o total das obrigações atuariais estimadas no plano de benefícios definidos superam o valor justo dos ativos do plano, sendo a obrigação atribuível a Companhia, após a aplicação da paridade, de R\$ 292.048 mil

Consideramos esse tema foco de auditoria, tendo em vista que envolve julgamentos da administração sobre as premissas utilizadas no cálculo atuarial das obrigações do plano, incluindo a forma de contribuição paritária, as quais se sofrerem variações, podem impactar de maneira relevante as demonstrações financeiras.

.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

jurídicos da Companhia;

- Envolvimento de nossos especialistas atuariais para avaliação da razoabilidade das principais premissas, tais como taxas de desconto, projeções de crescimento salarial, paridade e tábuas biométricas, bem como conferência dos cálculos aritméticos; e
- Leitura do regulamento do plano e avaliação das respectivas divulgações em nota explicativa.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que os julgamentos e premissas utilizados pela administração são razoáveis e as divulgações consistentes com dados e informações obtidas.

Reconhecimento de receita de energia fornecida, mas não faturada (Notas 3.11 e 7)

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia, por meio de suas controladas distribuidoras, efetua a leitura do consumo de seus clientes baseado em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura. Conseqüentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor, que em 31 de dezembro de 2022 somava R\$ 1.531.707 mil.

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

Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, os seguintes procedimentos:

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chaves relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Também envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.

Em relação aos testes de transações, avaliamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, e

Porque é um PAA

de consumo de energia da distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

Devido à complexidade dos dados utilizados e dos julgamentos exercidos pela administração na determinação do índice anualizado de perdas técnicas e comerciais, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofram variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

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.

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.

Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no referido cálculo, confrontando o volume de total de consumo de energia menos o volume faturado com o volume não faturado considerado como premissa para a estimativa da administração, e efetuamos teste de valorização com as tarifas por consumidor para volume alocado pela administração e confrontamos com os valores reconhecidos de receita.

Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração da Companhia para mensuração da estimativa de receita de energia fornecida, mas não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos.

Outros assuntos**Demonstrações do Valor Adicionado**

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, 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.

Valores correspondentes ao exercício anterior

O exame das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, foi conduzido sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria, com data de 17 de março de 2022, sem ressalvas.

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

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

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

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

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração da Companhia 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 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 do auditor 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 de uma 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. 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 a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas 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, 15 de março de 2023

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/O-5

Adriano Formosinho Correia
Contador CRC 1BA029904/O-5

RELATÓRIO ANUAL DO
COMITÊ DE AUDITORIA
*ANNUAL REPORT OF THE
AUDIT COMMITTEE*



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”) conta com o Comitê de Auditoria (“CoA” ou “Comitê”), órgão permanente de atuação autônoma e independente que serve como auxiliador, consultor e assessor do CA da Companhia.

Sem a prerrogativa deliberativa, o CoA 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 fidedignos, para garantir a qualidade das demonstrações financeiras, controles internos, gestão de riscos, *compliance*, auditoria interna e auditoria independente.

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 artigo 4º do seu Regimento Interno, o órgão é formado por 3 (três) membros eleitos pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, sendo 2 (dois) membros independentes do CA, 1 (um) deles coordenador do CoA, e 1 (um) terceiro membro que integrou anteriormente o Conselho Fiscal da CPFL

INTRODUCTION

Always seeking the best corporate governance practices and in compliance with Novo Mercado rules, the Board of Directors (“BoD”) of CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia” or “Company”) has an Audit Committee (“CoA” or “Committee”), an autonomous and independent permanent body that acts as advisor, consultant and adviser to the Company's BoD.

Without deliberative prerogatives, CPFL Energia's CoA provides the BoD with information, opinions and proposals to ensure that the Company's businesses and operations are guided by solid and reliable accounting and financial controls, guaranteeing the quality of financial statements, internal controls, risk management, compliance, internal audit and independent audit.

The body is governed by its own Internal Regulation, available on the Company's Investor Relations website at the link <https://cpfl.riweb.com.br/>.

COMPOSITION OF THE COMMITTEE

According to article 4 of its Internal Regulations, the body is composed by 3 (three) members elected by the Board of Directors of CPFL Energia, 2 (two) of whom are independent members of the BoD, 1 (one) of whom is the coordinator of the CoA, and 1 (one) third member who was a member of the Fiscal Council

Energia (abril de 2017 a abril de 2021). Todos os membros possuem reconhecida experiência em questões contábeis societárias, nos termos do regulamento aplicável da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), e 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 artigo 16 do Regimento Interno do CoA.

of CPFL Energia (April 2017 to April 2021). All members have recognized experience in matters of corporate accounting, pursuant to the applicable regulations of the Brazilian Securities Commission ("CVM"), and were elected by the Board of Directors of CPFL Energia, at a meeting held on October 14th, 2021, with mandate from the date of his inauguration until the first Ordinary Meeting of the Board of Directors of the Company that takes place after the Ordinary General Meeting of 2023, pursuant to article 16 of the Bylaws of the CoA.

Nome <i>Name</i>	Função <i>Function</i>	Independente <i>Independent</i>	Membro desde
Marcelo Amaral Moraes (membro Independente do CA) <i>(BoD Independent member)</i>	Coordenador <i>Coordinator</i>	Sim <i>Yes</i>	Outubro de 2021 <i>October 2021</i>
Antônio Kandir (membro Independente do CA) <i>(BoD Independent member)</i>	Membro <i>Member</i>	Sim <i>Yes</i>	Outubro de 2021 <i>October 2021</i>
Ricardo Florence dos Santos	Membro <i>Member</i>	Sim <i>Yes</i>	Outubro de 2021 <i>October 2021</i>

COMPETÊNCIAS DO COMITÊ

Ao CoA compete o assessoramento ao CA com temas relativos a(o):

i) Contratação, substituição, destituição e remuneração dos auditores independentes;

COMMITTEE COMPETENCIES

The CoA is responsible for advising the BoD with the following themes:

i) Hiring, replacement, destitution, and compensation of independent auditors;

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.

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

ii) Evaluation of the quarterly information, intermediary statements, and financial statements;

iii) Supervision of the activities of the internal audit and internal controls area;

iv) Evaluation and monitoring of the Company's risk exposures and compliance;

v) Monitoring and controlling the quality of the financial statements, internal controls, risk management and compliance;

vi) Evaluating, monitoring, and recommending the correction or improvement of internal policies;

vii) Receiving and processing information about the non-compliance with legal and regulatory provisions applicable to the Company, in addition to internal regulations and codes.

To exercise these attributions, CoA maintains constant contact with the Company's internal and independent auditors, also serving as an interface between them and the BoD.

ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA

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

Nos gráficos a seguir é possível identificar

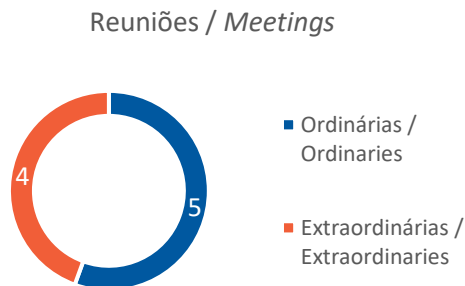
AUDIT COMMITTEE ACTIVITIES

Pursuant to art. 10 of its Internal Regulations, the Committee meets ordinarily, at least, every 3 (three) months, or, extraordinarily, when necessary.

In the graphs below, it is possible to

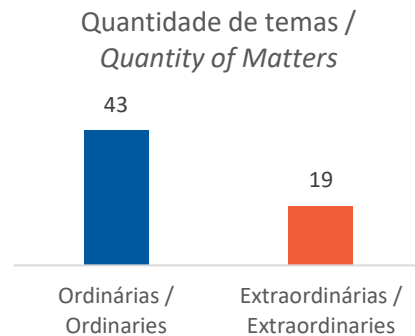
a quantidade de reuniões ordinárias e extraordinárias realizadas durante o ano de 2022, e a quantidade de temas apresentados.

identify the number of ordinary and extraordinary meetings held during the year 2022, and the number of topics presented.



Total de reuniões realizadas no ano: 9

Total meetings held in the year: 9



Total de temas apresentados no ano: 62

Total of matters presented in the year: 62

Durante o ano de 2022, contamos com 100% (cem por cento) de presença dos membros em todas as reuniões.

During 2022, we had 100% (one hundred percent) attendance of members at all meetings.

PRINCIPAIS TEMAS DISCUTIDOS PELO COMITÊ DE AUDITORIA EM 2022

MAIN TOPICS DISCUSSED BY THE AUDIT COMMITTEE IN 2022

O CoA se reuniu com diretores da Companhia, auditores internos e auditores independentes para aprofundar e monitorar especialmente processos, controles internos, riscos e eventuais planos de melhoria, bem como para emitir suas recomendações ao CA, tendo sido este subsidiado pelo Comitê com informações, opiniões e propostas em 20 (vinte) temas em 2022.

The CoA met with the Company's officers, internal auditors and independent auditors to deepen and monitor especially processes, internal controls, risks and possible improvement plans, as well as to issue its recommendations to the Board, which was subsidized by the Committee with information, opinions and proposals in 20 (twenty) themes in 2022.

No gráfico a seguir é possível verificar, em termos percentuais e agrupado em macro temas, os referidos temas e as recomendações:

In the following graph, it is possible to verify, in percentage terms and grouped into macro themes, the aforementioned themes and recommendations:



AUDITORIA INTERNA, RISCOS, COMPLIANCE E DPO

As atividades de Auditoria Interna, Riscos, *Compliance* e *Data Protection* ("DPO") da Companhia são reportadas diretamente ao Comitê 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 das atividades, o CoA também apreciou medidas a serem eventualmente tomadas pela Administração, acompanhando-as ao longo da sua execução, a fim de fortalecer os sistemas de Auditoria Interna, Riscos, *Compliance* e DPO da Companhia.

AUDITORIA INDEPENDENTE

A PricewaterhouseCoopers ("PwC") passou a ser, no exercício de 2022, os Auditores Independentes da Companhia, sucedendo a KPMG Auditores Independentes Ltda. ("KPMG") (Auditores de 2017 até as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021). A substituição ocorreu em benefício da preservação da independência do auditor

INTERNAL AUDIT, RISKS, COMPLIANCE AND DPO

The Company's Internal Audit, Risks, Compliance and Data Protection ("DPO") activities are reported directly to the Committee and the BoD and are structured in such a way as to allow efficient action to meet its objectives.

In addition to meetings to discuss and monitor activities, the CoA also considered measures to be eventually taken by Management, accompanying them throughout their execution, in order to strengthen the Internal Audit, Risks, Compliance and DPO systems of the Company.

INDEPENDENT AUDIT

PricewaterhouseCoopers ("PwC") became, in 2022, the Company's Independent Auditors, succeeding KPMG Auditores Independentes Ltda. ("KPMG") (Auditors from 2017 to December 31st, 2021 financial statements). The replacement took place for the benefit of preserving the auditor's independence and in compliance with CVM regulations,

e em atendimento a regulamentação da CVM, em um processo de transição supervisionado de perto pelo CoA, que acompanhou ativamente o exercício dos novos auditores na avaliação das demonstrações financeiras e relatórios corporativos integrados da Companhia e suas subsidiárias, com vistas a emitir relatório contendo parecer sobre sua adesão as normas aplicáveis de auditoria, bem como pela revisão dos Informes Trimestrais ("ITRs") da Companhia, a serem enviados à CVM e disponibilizados ao mercado.

in a transition process closely monitored by the CoA, which actively monitored the exercise of the new auditors in evaluating the Company's financial statements and integrated corporate reports and its subsidiaries, with a view to issuing a report containing an opinion on their adherence to the standards applicable to the planning and execution of audits, in accordance with recognized standards, as well as the review of the Company's Quarterly Reports ("ITRs"), to be forwarded to CVM and made available to the market.

AUTOAVALIAÇÃO DO COMITÊ DE AUDITORIA

Anualmente os membros do CoA realizam uma autoavaliação que tem por objetivo avaliar o desempenho do Comitê como órgão de Governança e a contribuição individual de cada um dos membros para o negócio. Por meio dessa dinâmica os membros buscam identificar oportunidades de melhoria de processos quanto aos temas avaliados pelo CoA.

Annually, CoA members carry out a self-assessment, which aims to assess the Committee's performance as a Governance body and the individual contribution of each member to the business. Through this dynamic, members seek to identify opportunities for improving processes in relation to the topics evaluated by the CoA.

Os resultados da autoavaliação são analisados pela Diretoria de Governança Corporativa e divulgados a todos os membros, e por meio desta a efetividade do CoA é analisada, permitindo que o órgão se engaje cada vez mais em um processo de melhorias, por meio da implementação de planos de ação e criação de uma cultura voltada para eficácia em suas análises e recomendações.

The results of the self-assessment are analyzed by the Corporate Governance Board and disclosed to all members, and through this the effectiveness of the CoA is analyzed, allowing the body to increasingly engage in a process of improvements, through the implementation of action plans and creation of a culture focused on efficiency in its analyzes and recommendations.

O processo de autoavaliação, no ano de 2022, sofreu uma revisão por consultoria

The self-assessment process, in 2022, underwent a review by an external

externa de modo a assegurar a adoção das melhores práticas do mercado e também assegurar que a autoavaliação abarque, dentre outras questões, os impactos socioambientais gerados pelo negócio e a agenda voltada para temas de sustentabilidade, meio ambiente e governança.

O resultado geral positivo da autoavaliação de 2022 demonstrou a efetividade e amadurecimento do órgão.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA

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

Os membros do CoA, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme disposto no art. 7º de seu Regimento Interno, procederam a análise das demonstrações financeiras, acompanhadas do relatório dos auditores independentes e do relatório anual da administração relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 ("Demonstrações Financeiras Anuais de 2022").

Tendo em vista as informações prestadas pela administração da Companhia e pela PwC, bem como as atividades desempenhadas e acompanhadas pelo Comitê de Auditoria durante o exercício social de 2022, os membros do CoA manifestam-se, por unanimidade, no sentido de que as Demonstrações

consultancy in order to ensure the adoption of the best market practices and also ensure that the self-assessment covers, among other issues, the socio-environmental impacts generated by the business and the agenda aimed at themes of sustainability, environment and governance.

The overall positive result of the 2022 self-assessment demonstrated the effectiveness and maturity of the body.

AUDIT COMMITTEE'S REPORT

During the execution of the works, the members of the CoA did not identify any situation that could affect the businesses carried out by CPFL Energia and its subsidiaries.

The members of the CoA, in the exercise of their legal attributions and responsibilities, as provided for in article 7 of its Internal Regulations, analyzed the financial statements, accompanied by the independent auditors' report and the annual management report, referring to the fiscal year ended on December 31st, 2022 ("Annual Financial Statements of 2022").

In view of the information provided by the Company's management and by PwC, as well as the activities developed and monitored by the Audit Committee during the 2022 fiscal year, the members of the CoA unanimously express the opinion that the Financial Statements adequately reflected , in all material

Financeiras refletiram adequadamente, em todos os aspectos relevantes, 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), e recomendam a aprovação pelo Conselho de Administração da Companhia.

aspects, the Company's equity and financial situation, in accordance with accounting practices adopted in Brazil and in accordance with International Financial Reporting Standards ("IRFS"), issued by the International Accounting Standards Board (IASB), and recommend approval by the Company's Board of Directors.

Campinas, 14 de março de 2023.
Campinas, March 14th, 2023.

MARCELO AMARAL MORAES

Coordenador do Comitê de Auditoria e
 Membro Independente do Conselho de Administração da CPFL Energia
*Coordinator of the Audit Committee and
 Independent Member of the Board of Directors of CPFL Energia*

ANTÔNIO KANDIR

Membro do Comitê de Auditoria e
 Membro Independente do Conselho de Administração da CPFL Energia
*Member of the Audit Committee and
 Independent Member of the Board of Directors of CPFL Energia*

RICARDO FLORENCE DOS SANTOS

Membro do Comitê de Auditoria
Audit Committee Member



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 2022 e, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, e nos exames efetuados e considerando o relatório, sem ressalvas dos auditores independentes, Pricewaterhouse Coopers Auditores Independentes, datado de 15 de março de 2023, 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 28 de abril de 2023.</p> <p>Campinas, 15 de março de 2023.</p>	<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 2022 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 15th, 2023, 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 28th, 2023.</p> <p>Campinas, March 15, 2023.</p>

Vinicius Nishioka

Ran Zhang

Márcio Prado



DECLARAÇÃO	STATEMENT
<p>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:</p> <p>a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Pricewaterhouse Coopers Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras da CPFL Energia S.A. de 31 de dezembro de 2022;</p> <p>b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da CPFL Energia S.A. de 31 de dezembro de 2022.</p> <p>Campinas, 15 de março de 2023.</p>	<p>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:</p> <p>a) they have reviewed and discussed, and agree with, the opinions expressed in the opinion of Pricewaterhouse Coopers Auditores Independentes on the financial statements of CPFL Energia S.A., of December 31, 2022;</p> <p>b) they have reviewed and discussed, and agree with, the financial statements of CPFL Energia S.A., of December 31, 2022.</p> <p>Campinas, March 15, 2023.</p>

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

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

Gustavo Estrella
 Diretor Presidente
 Chief Executive Officer