

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 2023. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados consolidados em relação ao exercício de 2022, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

O ano de 2023 foi marcado pelo El Niño, fenômeno caracterizado pelo aquecimento anormal das águas do oceano Pacífico, podendo causar chuvas torrenciais na região Sul, além de secas severas no Norte e Nordeste do país, o que favoreceria o desempenho dos ventos na região. Observamos também períodos de calor intenso em todo território brasileiro com aumento significativo na demanda de consumo das classes residencial e comercial, o que contribuiu para o bom resultado do segmento de distribuição.

Por outro lado, esse cenário climatológico impôs mais desafios ao segmento de Geração, uma vez que usinas precisaram ser despachadas para atender picos de demanda ao mesmo tempo em que parques eólicos e solares da região Nordeste precisaram ser desconectados da rede, evidenciando a maior complexidade que o ONS vem enfrentando na operação do sistema.

O grupo CPFL Energia continuou ativo na busca do crescimento sustentável em seus segmentos, investindo o valor de R\$ 5,1 bilhões no ano, para melhorar ainda mais a performance dos 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 seus clientes. Foram realizados investimentos ainda na manutenção das usinas e em reforços e melhorias nas redes de transmissão, sempre visando a excelência na gestão operacional.

Ainda em relação aos investimentos, é importante destacar a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão Sul I, Sul II e Cachoeirinha 3, compostos por subestações de energia e aproximadamente 382 km de linhas de transmissão, localizados no Estado do Rio Grande do Sul, com RAP de R\$ 87 milhões para o ciclo 2022-2023.

Ainda no segmento de transmissão, vale destacar os ótimos frutos obtidos com a aquisição da CPFL Transmissão. Após a substituição das dívidas em dólar e a revisão dos contratos, foi possível identificar novas oportunidades de investimentos em reforços e melhorias, que estão em processo de aprovação junto ao órgão regulador, e representam um potencial de receita futura acima de nossas expectativas iniciais.

Nossa expansão também alcançou os outros negócios do Grupo CPFL, como no segmento de Comercialização e Serviços, com destaque para o lançamento do nosso *e-commerce*, onde a CPFL Soluções agora conta com uma plataforma digital para que os clientes possam fechar diretamente pelo atendimento virtual os 4 principais produtos oferecidos: contratação de energia de curto prazo, compra crédito de carbono, compra de certificados I-REC, além de realizar o processo de migração para o mercado livre.

Também avançamos com a Alesta, *fintech* do grupo, que agora oferece crédito a clientes das áreas de concessão de todas nossas distribuidoras: CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Santa Cruz.

As perspectivas para os próximos anos continuam muito positivas. No final de 2023, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou o novo Plano de Investimentos 2024-2028 do Grupo, que prevê a destinação de R\$ 28,4 bilhões para os negócios já existentes, com destaque para R\$ 23,4 bilhões no segmento de distribuição e R\$ 3,5 bilhões na transmissão.

No âmbito ESG, as ações da Companhia se mantiveram na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE da B3. Ainda nesse tema, o Plano ESG 2030 começou a ser executado em 2023. Essa plataforma, aprovada pelo Conselho de Administração e divulgada a todos os públicos em 2022, reúne as diretrizes e estratégias para que a CPFL forneça energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos.

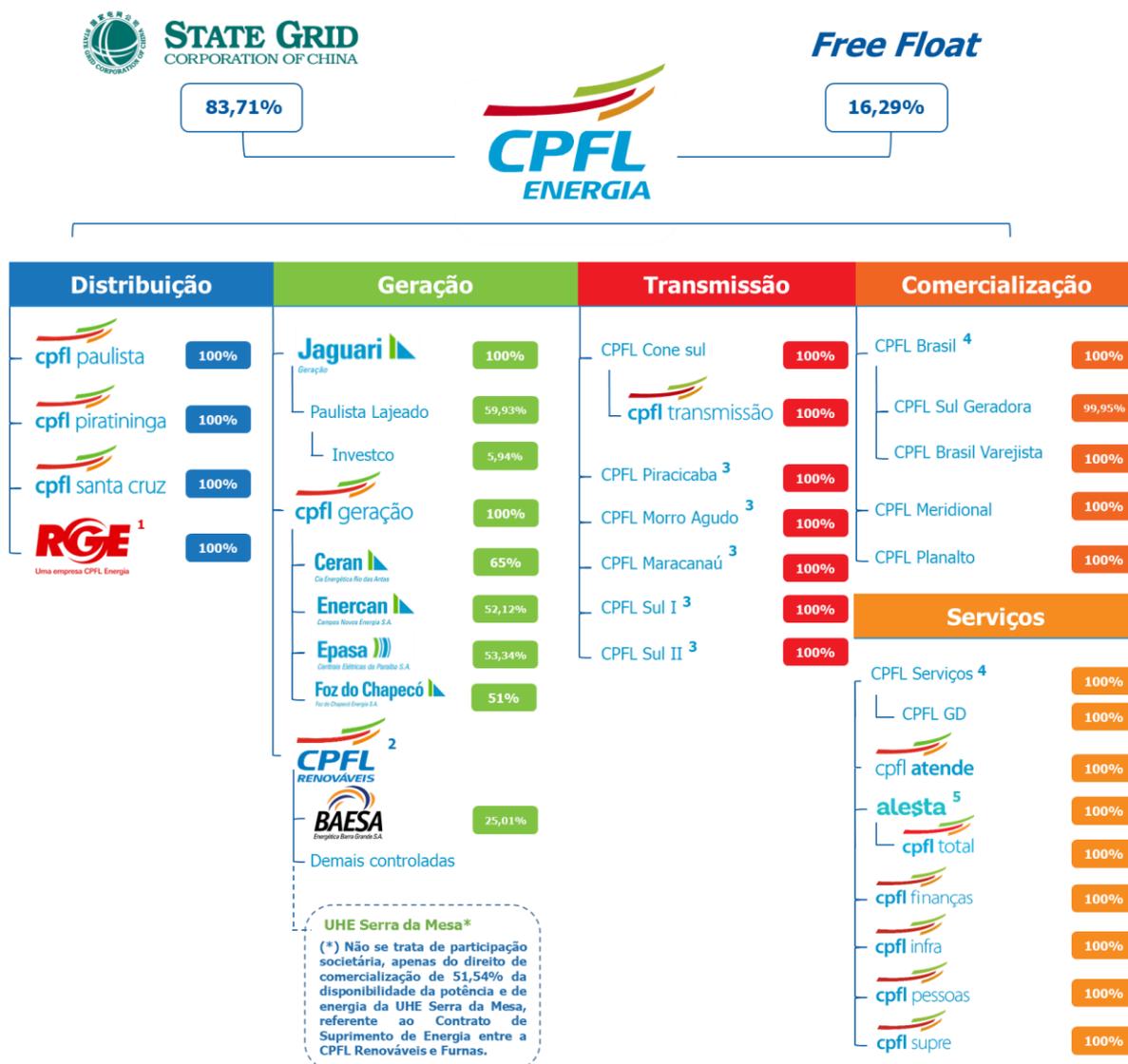
Com 23 compromissos organizados em 4 pilares, o Plano ESG 2030, atualizado anualmente de forma integrada ao Planejamento Estratégico da companhia, dá continuidade ao trabalho de gestão estratégica iniciado em 2019, quando foi estruturado o primeiro plano de sustentabilidade. Com maior abrangência e visão de longo prazo, o Plano ESG 2030 impulsiona os negócios para ampliar a contribuição à Agenda 2030 e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), propostos pela ONU. Destacam-se compromissos como o de geração de energia 100% renovável, o de neutralidade de carbono, já a partir de 2025, reduzindo 56% das emissões totais até 2030, e o de atingimento de pelo menos 85% dos nossos gastos com parceiros que apresentem práticas avançadas em sustentabilidade.

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 2022, foi possível realizar o pagamento de R\$ 3,3 bilhões em dividendos aos acionistas, no período entre dezembro de 2022 e dezembro de 2023.

Finalmente, a administração da CPFL Energia reitera o compromisso e confiança com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais stakeholders e agradece a todos colaboradores e colaboradoras do Grupo CPFL pelos resultados alcançados. Assim, para 2024, seguimos otimistas quanto aos avanços do setor elétrico brasileiro e confiantes em nossa plataforma de negócios, preparada para enfrentar os desafios e oportunidades no país.

Organograma societário (simplificado)

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



Base: 31/12/2023

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (3) A CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são consolidadas na CPFL Geração.
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

2. Comentário sobre a conjuntura

Ambiente macroeconômico

O ano de 2023 começou sob os sinais de baixo crescimento e elevada inflação. As expectativas de acordo com a Pesquisa Focus estavam em torno de 0,8% e 5,3%, respectivamente. A perspectiva era que a recomposição tributária afetaria preços administrados, especialmente

combustíveis, mantendo a inflação elevada a despeito dos efeitos negativos da elevação de juros sobre a atividade econômica. No entanto, houve surpresas benignas nas duas frentes: o crescimento econômico foi mais forte e a inflação, mais baixa.

Um dos fatores a colaborar para o desempenho melhor do que o esperado foi a normalização das cadeias produtivas e o recuo dos preços de commodities, tanto para a desinflação global como brasileira.

Domesticamente, a safra recorde – muito maior que a inicialmente esperada – contribuiu direta (com cerca de 1,2 p.p.) e indiretamente para o PIB mais forte (através dos efeitos multiplicadores da renda gerada no setor).

A farta oferta agrícola também ajudou a redução dos preços domesticamente, especialmente dos alimentos; de fato, 2023 registrou deflação do grupo Alimentação no Domicílio no IPCA. Assim, apesar da recomposição dos impostos sobre combustíveis e da elevada inflação de administrados no ano (9,2%), a inflação encerrou o ano com 4,62%, dentro do intervalo de metas, cujo teto é 4,75%.

O ano de 2023 também testemunhou a discussão em torno da meta de inflação e da autonomia do Banco Central, o que acabou levando à desancoragem das expectativas de inflação em prazos mais longos, especialmente durante o primeiro semestre. Quando se tornou claro que haveria manutenção da autonomia do Banco Central e da meta de inflação em 3% - agora transformada em meta contínua - houve uma reancoragem parcial destas expectativas, que passaram a orbitar 3,5%, pouco acima do centro da meta.

Um dos motivos para a reancoragem das expectativas de inflação ser apenas parcial é a questão fiscal. O ano foi de significativos avanços nesta seara, como a aprovação do novo Arcabouço Fiscal e das medidas que devem alavancar as receitas em 2024. Mas ainda há muita incerteza a respeito do cumprimento/alterações destas metas, que deve continuar sendo um foco de atenção ao longo de 2024.

Enquanto as expectativas de inflação permaneciam pressionadas e não havia clareza sobre o ambiente internacional e doméstico, o Banco Central manteve a taxa de juros inalterada. Apenas quando se tornou mais claro o processo de desinflação e apareceram sinais de decompressão dos núcleos é que a Selic começou a ser reduzida, mas os impactos da moderação da restrição monetária só devem ser mais plenamente observados em 2024, dadas as defasagens usuais.

No PIB mais forte de 2023 também participou a expansão da massa de renda das famílias, beneficiada por um mercado de trabalho forte, com expansão do emprego e do rendimento médio real dos trabalhadores, além das elevadas transferências governamentais através do Bolsa Família. A expansão da renda foi importante para garantir um bom desempenho do varejo mais dependente dela; já o varejo mais ligado ao crédito teve mais dificuldades, dado o ambiente de elevada inadimplência, taxas de juros nas alturas e endividamento das famílias em patamar recorde. A inadimplência recuou na segunda metade do ano, embalada pelo programa Desenrola, mas a recuperação deste mercado é apenas incipiente e deve se fortalecer ao longo de 2024, refletindo a redução da Selic. Dentro do varejo, que depende mais do crédito, houve o destaque positivo das vendas de automóveis, incentivadas pelos programas governamentais específicos.

Do ponto de vista da indústria, no entanto, foi um ano difícil. Conquanto a extrativa mineral tenha ido muito bem, a indústria de transformação refletiu tanto a demanda mais baixa quanto as dificuldades para obtenção de crédito pelas empresas. Além da Selic elevada, o episódio das reclassificações contábeis da Americanas no início do ano impôs cautela extra aos bancos e mercados de capitais. A situação só começou a melhorar no segundo semestre, sob a égide do afrouxamento monetário e da percepção de que o episódio contábil era mesmo restrito à Americanas. Esta melhora deve perdurar em 2024.

O câmbio permaneceu sob pressão no primeiro semestre, enquanto pairavam dúvidas sobre a questão fiscal e a autonomia do Banco Central; aos poucos, conforme estas questões foram sendo confrontadas, houve pequena apreciação. Os movimentos do câmbio refletiram, também, os humores dos mercados com a economia internacional; o ano de 2023 foi de elevação dos juros nas principais economias do mundo e a perspectiva de que as taxas permaneceriam em terreno contracionista por bastante tempo prevaleceu em boa parte do segundo semestre. Em

dezembro, no entanto, estas perspectivas foram parcialmente desarmadas, com os mercados começando a apostar em quedas de juros mais incisivas ao longo de 2024, o que colaborou para perda de valor do dólar em relação às demais moedas, inclusive o real.

Deve-se notar, ainda, outro fato relevante no apagar das luzes do ano: a promulgação da reforma tributária. Os pilares da reforma são a implantação de um sistema de base tributária ampla e não cumulativo; a uniformização da legislação; a enorme simplificação do sistema; e, ainda que maiores do que as desejáveis, um número limitado de exceções. Com isso, o novo sistema deve ser menos complexo que o atual e com menor incentivo à litigância, proporcionando alguma redução das distorções alocativas e aumento da produtividade da economia nacional. Na esteira das reformas aprovadas em 2023, o Brasil recebeu *upgrade* da classificação de risco de sua dívida pela S&P, o que ajudou a consolidar o processo de apreciação cambial nos últimos dias do ano.

Ambiente regulatório

As principais alterações da regulação setorial de 2023 no segmento de distribuição são destacadas a seguir:

1) Regulamentação do PIX como meio de pagamento da fatura de energia elétrica

Resultado da Consulta Pública ("CP") nº 042/2022, a Resolução Normativa ("REN") ANEEL nº 1.057, de 24 de janeiro de 2023, definiu que, em até 120 dias da publicação da resolução, as distribuidoras passam a ser obrigadas a disponibilizar o PIX como forma de pagamento das faturas de energia, sempre que os consumidores solicitarem essa opção. As distribuidoras também passam a poder disponibilizar o QR Code para pagamento via PIX independentemente da solicitação do consumidor, o que inclusive já era praticado por diversas concessionárias e permissionárias de energia. Contudo, como muitas distribuidoras ainda não ofereciam a modalidade ou a ofereciam com restrições, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") decidiu regulamentar o assunto para garantir tratamento isonômico a todos os consumidores do país, independente de modelo de gestão adotado por sua distribuidora de energia.

2) Regulação dos aspectos econômicos da Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída)

Resultado da CP nº 050/2022, a REN ANEEL nº 1.060, de 7 de fevereiro de 2023, aprovou alterações nos Módulos 5 (Encargos Setoriais) e 7 (Estrutura Tarifária) dos Procedimentos de Regulação Tarifária ("PRORET") para adequar à Lei nº 14.300/2022, que modificou a forma de rateio dos custos da política pública e define novas obrigações por parte das distribuidoras.

Entre as principais mudanças destacam-se: a criação da quota CDE-GD e sua previsão no orçamento anual da CDE; mudanças na estrutura tarifária; e o envio de novas informações pelas distribuidoras, de forma sistemática, para dar transparência à parte do custo que a geração distribuída representa no sistema de distribuição.

As alterações já foram implementadas no ano de 2023, tanto no orçamento da CDE como nos processos tarifários das distribuidoras. Para os exercícios seguintes, os benefícios tarifários custeados pela CDE (para consumidores entrantes e existentes das distribuidoras menores que 700 GWh) serão apurados com os valores dos repasses mensais vigentes fixados nas resoluções homologatórias dos processos tarifários de cada distribuidora, atualizados por IPCA e, no caso dos benefícios tarifários para consumidores entrantes, atualizados pela projeção de capacidade instalada da GD.

3) Regulação dos aspectos técnicos da Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da MMSGD)

Resultado da CP nº 051/2022, a REN ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, regulamentou o marco legal da Micro e Minigeração Distribuída ("MMSGD"), aprimorando as regras para a conexão e o faturamento, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, alterando as RENs nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, nº 956, de 7 de dezembro de 2021, nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, nº 1009, de 22 de março de 2022, e dando outras providências. Os principais pontos regulamentados foram:

- **Sistemas de Medição:** Para essas unidades do Grupo A, a partir 1º de janeiro de 2024, os sistemas de medição devem possuir funcionalidades adicionais de medição de níveis de tensão e indicadores de continuidade, conforme estabelecido no Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição ("PRODIST");
- **Garantia de fiel cumprimento:** A Lei nº 14.300/2022, em seu art. 4º, criou a obrigação de apresentação de garantia de fiel cumprimento (GFC) por parte dos interessados na conexão de centrais de minigeração, a partir de 500 kW de potência instalada (2,5% do valor do investimento, de 500 a 1000 KW, e 5%, acima de 1000 kW). Pelo novo

regulamento, o consumidor pode optar, exclusivamente, por uma das seguintes modalidades: caução em dinheiro; títulos da dívida pública emitidos sob a forma escritural, mediante registro em sistema centralizado de liquidação e de custódia autorizado pelo Banco Central do Brasil, ou fiança bancária emitida por banco ou instituição financeira devidamente autorizada a operar no país pelo Banco Central do Brasil, sendo que, neste caso, a distribuidora deve indicar, no mínimo, quatro bancos ou instituições financeiras a serem escolhidas pelo minigerador;

- **Vedação à divisão de Central Geradora:** Foi incluso no regulamento critério expresso contido no texto legal da Lei nº 14.300/2022, vedando a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída. O novo regulamento incumbe à distribuidora a responsabilidade por identificar casos de divisão de central geradora que descumpram o disposto pela ANEEL e pela Lei. A vedação não altera os direitos e as obrigações aplicáveis à unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, bem como não se aplica à central geradora flutuante de fonte fotovoltaica instalada sobre a superfície de lâmina d'água de reservatórios hídricos, represas e lagos, naturais e artificiais, desde que cada uma das centrais geradoras derivadas da divisão atenda aos critérios estabelecidos;
- **Pendência da distribuidora – Prazo de obra:** A Agência decidiu que o enquadramento do agente como GD tipo I é possível quando a conexão ocorrer até o prazo previsto no art. 26 da Lei nº 14.300/2022 ou até o prazo previsto no orçamento de conexão, sempre considerando o maior dos dois. A Lei nº 14.300/2022 estabeleceu os seguintes prazos: 120 dias para microgeradores distribuídos, independentemente da fonte; 12 meses para minigeradores de fonte solar ou 30 meses para minigeradores das demais fontes;
- **Cobrança pela injeção de energia – Forma de cobrança:** O art. 18 da Lei nº 14.300/2022 estabeleceu diretrizes para cobrança do custo de transporte dos microgeradores e minigeradores distribuídos. Restou estabelecido que para as unidades atendidas em Grupo B, a cobrança será exigível apenas após a instalação do medidor com a funcionalidade de apuração de demanda de geração, a critério da distribuidora. Para as unidades do Grupo A, cujo medidor já contempla a apuração de demanda de geração, a cobrança pela injeção passa a ser efetuada nessas unidades a partir do prazo de implementação do regulamento;
- **Optante grupo B:** A Lei nº 14.300 estabeleceu que as unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da ANEEL. Assim, restou estabelecido que, para que a opção pelo faturamento em Grupo B seja efetivada, é necessário que a soma da potência dos transformadores não ultrapasse 112,5 KVA; que a geração seja instalada na unidade consumidora e, além disso, não é permitido enviar ou receber excedentes para unidades consumidoras distintas.

4) Monitoramento Prudencial de Mercado

Resultado da CP nº 015/2022, a REN ANEEL nº 1.072, de 29 de agosto de 2023, regulamentou o Monitoramento Prudencial dos agentes no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") durante o período sombra e alterou a REN nº 957, de 7 de dezembro de 2021.

Os aprimoramentos tiveram como objetivo garantir maior segurança nas operações ao identificar alavancagem de agentes setoriais em patamares superiores aos níveis de risco suportáveis. Pela decisão, será realizado teste, denominado período sombra, do monitoramento do mercado e do Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial produzido pela CCEE. O período sombra, que em princípio será de 12 meses, visa testar os parâmetros, a metodologia e o limite de alavancagem dos agentes, parte essencial do monitoramento do mercado.

5) Plano Estratégico Quinquenal de Inovação (PEQuI)

Resultado da CP nº 012/2023, o plano estratégico aprovado pela ANEEL possui objetivo de proporcionar a ampliação e determinar prioridades na produção de inovação no setor de energia elétrica até 2028. Além dos temas estratégicos para investimento, o PEQuI 2024-2028 trouxe indicadores de acompanhamento dos portfólios das empresas com respectivas metas e pesos, influenciando assim os projetos de inovação a serem propostos pelas distribuidoras de energia ao longo dos próximos anos.

Foram definidos sete temas estratégicos que deverão nortear os portfólios dos projetos dos agentes, com novas oportunidades de investimento. São eles: 1) modernização e modicidade tarifária; 2) eletrificação da economia e eficiência energética; 3) inovações para transmissão e distribuição e novas tecnologias de suporte (inteligência artificial, realidade virtual e aumentada e Blockchain); 4) digitalização, padrões, interoperabilidade e cibersegurança; 5) eletricidade de baixo carbono; 6) armazenamento de energia; e 7) hidrogênio.

6) Aperfeiçoamento dos requisitos mínimos para conexão às instalações de transmissão e de distribuição

Resultado da CP nº 054/2022, a REN ANEEL nº 1.076, de 3 de outubro de 2023, alterou o Anexo III da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, que estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, no que se refere aos requisitos técnicos para conexão ao sistema de distribuição de unidades consumidoras com microgeração e minigeração distribuída e de centrais geradoras.

Com as alterações, alguns dos requisitos passam a valer para conexão das centrais geradoras em instalações sob responsabilidade de distribuidora em qualquer nível de tensão, o que ensejou mudanças também no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição. Dessa forma, as regras passam a ter maior abrangência, em consonância os padrões internacionais, além de ajustes no texto para melhor clareza e entendimento pelos agentes.

7) Aperfeiçoamento na Agenda Regulatória ANEEL 2024-2025

No âmbito de aprovação da agenda regulatória da ANEEL, neste ano foram aprovados aprimoramentos em relação ao direcionamento, que neste ano passa a possuir foco em Transição Energética e baseada no conceito de ESG – termo em inglês para meio ambiente, social e governança. De acordo com a ANEEL, o intuito é avançar as discussões sobre os impactos de mudanças climáticas e promover inovações tecnológicas no setor.

A agenda prevê 30 atividades regulatórias, que foram divididas em quatro eixos temáticos para facilitar as discussões da Diretoria com os especialistas da Agência na elaboração de normas. As atividades para o ciclo 2024-2025 foram classificadas em Geração & Mercado (G&M), Transmissão & Distribuição (T&D), Regulação Tarifária e Financeira (RT&RF) e Eficiência Energética & Consumidor (EE&C).

8) Regras de Comercialização de Energia Elétrica para 2024

Resultado da CP nº 037/2023, a REN ANEEL nº 1.080, de 5 de dezembro de 2023, alterou o Anexo III da REN nº 956, de 7 de dezembro de 2021, que estabelece as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL.

Nessa edição, foram incluídos os contratos de leilões de energia nova e energia existente com início do suprimento em 2024, 2025 e 2026, entre outros aprimoramentos. Outras alterações em relação às Regras atuais foram:

- A adequação das Regras às definições de modalidades de despacho presentes nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (“ONS”);
- A limitação de registro de contratos para comercializadores classificados como Tipo 2, que terão seus contratos limitados ao montante de 30 megawatts (MW) médios;
- A reformulação da alocação de energia do Ambiente de Contratação Livre (“ACL”) para o Ambiente de Contratação Regulado (“ACR”), que passará a seguir conceito similar à cessão de energia de reserva, no qual a alocação adicional ocorre apenas quando existe necessidade efetiva de evitar um ressarcimento. A declaração do mecanismo ocorrerá antes do início do ano contratual. A vigência do mecanismo se iniciará em 2024, com declaração de participação ainda em 2023;
- A reformulação do processo de definição de cotas de energia do Proinfa, que passa a ser automatizado com base em informações mensais de carga dos agentes.

9) **Revisão da Receita de Venda de energia das usinas Angra 1 e 2**

Resultado da CP nº 038/2023, a Resolução Homologatória (“REH”) ANEEL nº 3.299, de 12 de dezembro de 2023, estabeleceu a Receita Fixa e a Tarifa relativa à geração de energia elétrica das Centrais de Geração Nucleoelétricas Angra 1 e 2 para o ano de 2024.

A revisão periódica compreende a redefinição da receita de venda da energia elétrica das Centrais de Geração Angra 1 e 2, referente à receita fixa, de forma que seja compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com o retorno adequado para o capital investido.

A Receita de Venda da energia elétrica das Usinas Termelétricas Nucleares (“UTNs”) para o ano de 2024 é de cerca de R\$ 4,7 bilhões, o que representa uma variação de 2,45% em relação à receita vigente. Entre os itens que contribuirão para o aumento da Receita Fixa em relação ao valor vigente, destacam-se o custo de combustível (considerando também o valor da parcela de ajuste) e o custo operacional regulatório.

Segundo a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, o pagamento referente à geração de energia das UTNs Angra 1 e Angra 2 deve ser rateado entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional (“SIN”), sendo sua receita decorrente de tarifa calculada e homologada anualmente pela ANEEL.

10) **Aprimoramento da comercialização varejista a partir da flexibilização dos requisitos de migração para o ACL**

Resultado da CP nº 028/2023, a REN ANEEL nº 1.081, de 12 de dezembro de 2023, aprimorou o arcabouço vigente (RENs nº 956, de 7 de dezembro de 2021, nº 957, de 7 de dezembro de 2021, nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e nº 1.011, de 29 de março de 2022) para adaptá-lo à flexibilização dos requisitos de migração para o ACL determinada pelo Poder Concedente.

A fim de resguardar a segurança do mercado, a norma determina que os consumidores abaixo de 500 kW sejam representados perante a CCEE por um comercializador varejista – nos termos estabelecidos pela Portaria Normativa nº 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (“MME”). Caberá ao agente varejista intermediar as relações entre a CCEE e o consumidor representando, entre elas a troca de informações e o controle dos contratos. Para os consumidores com carga individual acima de 500 kW, a representação por um comercializador varejista é opcional.

A norma aprovada pela ANEEL também estabelece que a CCEE atuará como centralizadora das informações relacionadas às migrações dos consumidores representados por comercializadores varejistas. A Câmara deverá estruturar o Sistema de Gestão do Varejo, que tratará, entre outros pontos, da gestão cadastral e de fluxo de processos centralizados da CCEE. Em linhas gerais, o sistema permitirá a troca de informação, com o controle dos prazos regulatórios, garantindo que as informações estejam acessíveis e possam ser as mesmas que as distribuidoras, os varejistas e a CCEE utilizarão em seus faturamentos e contabilizações.

A Diretoria da ANEEL determinou ainda que a CCEE apresente em 60 dias uma proposta de alteração das regras e procedimentos de comercialização, a ser debatida em segunda fase de Consulta Pública.

11) Criação de ambiente regulatório experimental para realização temporária de sandboxes tarifários

A Agência analisou os projetos submetidos à 1ª Chamada Pública, no âmbito do programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) gerido pela ANEEL, para definir os afastamentos regulatórios necessários, que possibilitarão a testagem das tarifas. Foram publicadas Resoluções Autorizativas para cada distribuidora, a fim de aprovar os afastamentos regulatórios solicitados, em linha com a REN ANEEL nº 966/2021.

O *Sandbox* é um ambiente regulatório experimental que possibilita que as empresas participantes desenvolvam modelos de negócios inovadores para testar técnicas e tecnologias experimentais, com condições, critérios e limites definidos.

12) Revisão cadastral de consumidores rurais

Resultado da CP nº 042/2023, a REN ANEEL nº 1.082, de 12 de dezembro de 2023, alterou os arts. 207 e 665 da REN nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, que tratam da revisão cadastral de unidades consumidoras que recebem benefícios tarifários, prorrogando os prazos de revisão cadastral de unidades consumidoras da classe rural.

Tais consumidores recebem benefícios tarifários destinados às atividades que envolvem irrigação e aquicultura. A decisão altera os artigos 207 e 665 da REN nº 1.000, que define direitos e deveres dos consumidores de energia elétrica.

O art. 665 da REN nº 1.000 estabeleceu o procedimento de revisão cadastral das unidades consumidoras das classes rural, incluindo as atividades de irrigação e de aquicultura, e de água, esgoto e saneamento desde 2021. Após o primeiro ciclo, de 2021 a 2023, a revisão cadastral para fins de manutenção do benefício tarifário passa a ocorrer periodicamente a cada três anos. O primeiro período de revisão cadastral se encerraria em dezembro de 2023.

Os aprimoramentos da norma são os seguintes:

- permitir a utilização da autodeclaração pelo consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo B no segundo ciclo de revisão cadastral, de 2024 a 2026;
- permitir a apresentação da autodeclaração pelo consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo B que perdeu o benefício tarifário no primeiro e segundo ciclos de revisão cadastral, sem direito ao refaturamento do período em que ficou sem o benefício;
- republicar o modelo de autodeclaração disposto na REN ANEEL nº 901/2020.

A ANEEL reiterou que deve ser mantida a revisão cadastral a cada 3 anos, para verificação da adequação do recebimento dos descontos à continuidade e regularidade da atividade desenvolvida.

13) Importação de energia elétrica da Venezuela enquadrada na sub-rogação dos benefícios da CCC

Seguindo sua prerrogativa de análise técnica relacionada à regulação das tarifas de energia elétrica, a ANEEL decidiu enquadrar a importação de energia elétrica da Venezuela na sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC"). A medida foi tomada em atendimento à deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE") em sua 284ª reunião, ocorrida em outubro, a qual aprovou formalmente a retomada da importação de energia elétrica para atendimento do sistema isolado de Roraima, interrompida em 2019. O estado de Roraima é o único do Brasil sem ligação com o SIN.

A decisão de retomada da importação de energia elétrica da Venezuela, assim como a escolha do agente comercializador, o preço da energia e o montante a ser contratado, coube ao CMSE. A importação foi autorizada pelo comitê para o período de novembro de 2023 a janeiro de 2024. A importação aprovada traz expectativa de redução da CCC.

As principais alterações da regulação setorial de 2023 no **segmento de transmissão** são destacadas a seguir:

14) Tratamento de outorgas de geração e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrados por centrais geradoras.

Em um cenário de elevado interesse de acesso de Centrais Geradoras ao Sistema de Transmissão, somado ao grande número de outorgas emitidas pela ANEEL com sinalização de atraso na entrada em operação comercial, a ANEEL entendeu ser necessária uma intervenção regulatória excepcional por conta do impacto setorial relacionado à rescisão dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST.

Por meio da Resolução Normativa nº 1065/2023 a ANEEL estabeleceu os requisitos e procedimentos para o tratamento excepcional de outorgas de geração e de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrados por centrais geradoras. O mecanismo foi estabelecido em duas modalidades.

I - anistia: para revogação da outorga de geração e a rescisão dos respectivos CUST celebrados; ou

II - regularização: para postergação do prazo de implantação previsto na outorga de geração. Estabelecer os requisitos e procedimentos atinentes ao mecanismo excepcional para tratamento de outorgas de geração e de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrados por centrais geradoras.

Em complemento, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 1069/2023 determinando que o ONS passe a exigir a apresentação da garantia financeira para a solicitação de novos acessos, com cobertura de montante equivalente, no mínimo, aos valores dos EUST referentes aos 3 anos subsequentes à data da rescisão ou do início de execução do CUST. Com isto, os novos acessos concedidos a partir da publicação da Resolução Normativa nº 1069/2023 passam a contar com garantias financeiras também para as hipóteses de rescisão, antes não previstas no regulamento setorial.

No dia 24 de novembro de 2023, foi publicado o Despacho nº 4531, que dispõe sobre o mecanismo excepcional de tratamento de garantias do CUST, nas modalidades de anistia e regularização. Neste Despacho, a ANEEL aprovou a regularização de 29 unidades geradoras com a postergação do prazo de implantação, oportunidade em que indeferiu pedidos de adesão ao mecanismo de anistia (15 unidades) e de adesão ao mecanismo de regularização (13 unidades).

15) Postergação da Revisão Periódica da RAP das transmissoras prorrogadas

Em 3 de março de 2023, a ANEEL publicou o Despacho nº 402/2023 acatando o pleito da Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – ABRATE para a postergação do escopo total da Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2023 da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

A Consulta Pública nº 031/2023-ANEEL foi realizada com o objetivo de estabelecer os procedimentos e as metodologias de cálculo adotadas no processo de Revisão Tarifária das Transmissoras prorrogadas, com prazo de contribuições encerrado em 16 de outubro de 2023. Encerrado o ano de 2023, não houve a deliberação da ANEEL quanto às contribuições recebidas.

As principais alterações da regulação setorial de 2023 no **segmento de geração** são destacadas a seguir:

1) Definição de regras para constrained-off de usinas solares fotovoltaicas.

Na 33ª Reunião de Diretoria da ANEEL (12/09), foi aprovada a Resolução Normativa nº 1.073/2023, que traz tratamento regulatório para os procedimentos e critérios para a apuração de restrições operativas por constrained-off da fonte solar fotovoltaica. A regulamentação foi feita incluindo alterações na Resolução Normativa nº 1.030/2022, que já concedia tratamento para as usinas eólicas.

O constrained-off se caracteriza pela solicitação de redução da geração, parcial ou integral, por requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), em razão de limitações operativas nas redes de transmissão ou por outros requisitos operacionais da rede.

Antes da publicação da Resolução Normativa nº 1.073/2023, o tema era tratado pela ANEEL em caráter provisório por meio do Despacho nº 1.407/2022, exclusivamente para as usinas fotovoltaicas no ACR.

Essas usinas terão direito a ressarcimento, precificado pelo PLD, por restrição de geração imposta por motivos externos a seus equipamentos somente após uma franquia de horas. Para 2023, a franquia definida foi de 30 horas e 30 minutos no ano para essas restrições, por usina fotovoltaica. O valor é atualizado anualmente e para 2024 ainda não houve alteração.

O regramento definido para a fonte solar em muito se assemelha ao já estabelecido para a fonte eólica.

2) Alteração de regras para solicitação de outorga e acesso de empreendimentos solares, eólicos, termelétricos e pequenas centrais hidrelétricas

Em 28 de agosto de 2023, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou diversas alterações nas regras aplicáveis para a obtenção de outorga de autorização para exploração de centrais geradoras de fontes alternativas, através das Resoluções Normativas nº 1.070/2023 e nº 1.071/2023, bem como para o acesso ao sistema de transmissão, através da Resolução Normativa nº 1.069/2023.

Com as mudanças implementadas, o setor passa a olhar mais cuidadosamente a tais procedimentos, especialmente devida a criação de novos compromissos financeiros (garantias) para o acesso a rede, que antes era feito sem a necessidades de aportar tais compromissos.

Inicialmente, cumpre destacar que a Informação de Acesso, antes necessária no processo de acesso, foi extinta do procedimento. Dessa forma, o agente interessado em acessar o sistema de transmissão deverá requerer diretamente o Parecer de Acesso.

Conforme mencionado, dentre as mudanças, passa a ser obrigatória a apresentação de garantia financeira no momento da solicitação do parecer de acesso, em valor equivalente a três vezes o encargo anual de uso do sistema de transmissão (EUST) da central geradora. A garantia deve permanecer válida por 90 dias, mesmo prazo de validade do parecer de acesso.

A mudança tem como objetivo evitar que sejam solicitados e emitidos pareceres de acesso de projetos que sabidamente não sairão do papel, ocupando o lugar na fila da conexão de e desonerando o ONS da realização de serviços desnecessário.

Outro ponto relevante é o fato de que a assinatura do CUST passará a acontecer na fase anterior, sendo requisito necessário para obtenção de outorga, invertendo o que acontecia antes da vigência das novas regras. A partir da assinatura do CUST, haverá o prazo fixo de até 36 meses para início de execução do CUST no caso de fontes alternativas e de 60 meses para fonte hídrica.

Apesar disso, o início da execução do CUST somente poderá ser prorrogado uma única vez e por um prazo de até 12 meses, desde que pago o encargo mensal proporcional aos meses de prorrogação.

Quanto ao procedimento de solicitação de outorga, como mencionado anteriormente, o mesmo deve ser requerido somente após a assinatura do CUST. Adicionalmente, a Declaração de Requerimento de Outorga deixa de ser necessária, tem validade de 4 anos e não gera mais preferência de interferência de ventos entre agentes, tendo agora o objetivo único de facilitar o avanço de estudos e de licenças prévias ao projeto.

3) Alteração nas regras de Prestação de Serviços ancilares: Possibilidade de participação de eólicas e solares.

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) autorizou as usinas eólicas e solares, assim como todas as tecnologias de geração, a prestarem o serviço ancilar de suporte de reativos – utilizado para controle de tensão do sistema elétrico.

A inclusão das renováveis para prestação desse serviço foi um dos aprimoramentos da Resolução Normativa 1.030/2022 através da Resolução Normativa 1.062/2023, que contém as normas para a prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN (Sistema Interligado Nacional).

A prestação de serviços ancilares é um tema que tem ganhado amplo destaque pelo crescimento da participação das fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira. Essa alteração tem mudado a dinâmica de operação do SIN, trazendo novos desafios ao planejamento, à programação e à operação do sistema elétrico pelo Operador, o qual tem sido demandado a considerar requisitos distintos para compensar a rápida variação de potência ao longo do dia.

Tarifas e preços de energia elétrica

Segmento de distribuição

Reajustes Tarifários Anuais (RTAs) e Revisões Tarifárias Periódicas (RTPs):

As seguintes distribuidoras tiveram suas tarifas reajustadas conforme abaixo:

Reajustes Tarifários Anuais (RTAs)		Revisões Tarifárias Periódicas (RTPs)		
Descrição	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.178	3.183	3.206	3.277
Reajuste	5,65%	3,36%	1,67%	-0,73%
Parcela A	3,24%	0,89%	6,79%	1,97%
Parcela B	1,17%	0,19%	0,43%	-1,08%
Componentes Financeiros	1,23%	2,28%	-5,55%	-1,62%
Efeito para o consumidor¹	9,02%	4,89%	1,10%	-4,37%
Data de entrada em vigor	21/03/2023	08/04/2023	19/06/2023	23/10/2023

Segmento de geração

Os contratos de venda de energia relativos às geradoras contêm cláusulas específicas de reajuste, que têm como principal indexador a variação anual medida pelo IGP-M, 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) utilizam o IPCA como indexador, e os contratos bilaterais firmados pela subsidiária Campos Novos Energia (Enercan) utilizam uma combinação de indexadores de dólar e IGP-M.

Segmento de transmissão

Reajuste Tarifário Anual ("RTA"):

A REH nº 3.216, de 4 de julho de 2023, estabeleceu as RAPs da CPFL Transmissão e suas controladas, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2023 a 30 de junho de 2024.

A RAP do Contrato de Concessão prorrogado nº 055/2001, sem considerar a parcela de ajuste, é de R\$ 1,122 bilhão, representando um incremento na ordem de 20% quando comparada à RAP Homologada do ciclo anterior (2022-2023). Este aumento é devido, principalmente ao último ciclo do reperfilamento do componente financeiro da PRT nº 120/2016 (RBSE) que incrementou em 112% o componente.

(em milhares de reais)

REH 3.067/2022	IPCA	Ampliações, reforços e melhorias	RBSE (**)	Baixas e ajustes	Parcela de ajuste	REH 3.216/2023
-------------------	------	--	--------------	---------------------	-------------------------	-------------------

(*)

933.599	36.677	3.279	150.190	-1.724	-53.167	1.068.854
---------	--------	-------	---------	--------	---------	-----------

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

(**) Incremento do componente financeiro

A Receita Homologada Líquida (de PIS e COFINS) total da CPFL Transmissão, referente aos Contratos de Concessão nº 055/2001 e nº 080/2002 (CEEE-T), nº 003/2013 - CPFL TRANSMISSÃO (Piracicaba), nº 006/2015 - MORRO AGUDO, nº 020/2018 - MARACANAÚ, nº 005/2019 - CPFL SUL I e nº 011/2019 - CPFL SUL II e da controlada TESB, nº 001/2001, apresenta a seguinte composição:

Contrato de Concessão	REDE BÁSICA			Demais Instalações de Transmissão - DIT			(em milhares de reais)		
	RBSE	RBNI	RBL	RPC	RCDM	RPEC	Parcela Ajuste	Total 2024 (*)	Total 2023 (*)
	055/2001	731.897	155.876	-	157.222	77.025	-	-53.167	1.068.854
080/2002	-	-	21.435	-	-	-	-446	20.989	21.733
001/2011	-	-	34.413	-	-	2.818	-6.026	31.204	24.009
003/2013	-	-	12.356	-	-	3.073	-255	15.173	14.137
006/2015	-	-	16.252	-	-	2.807	-392	18.667	17.531
020/2018	-	-	9.372	-	-	1.287	-193	10.466	10.362
005/2019	-	-	34.856	-	-	-	-682	34.174	-
011/2019	-	-	40.967	-	-	2.220	-2.414	40.772	-
	731.897	155.876	169.651	157.222	77.025	12.203	-63.576	1.240.300	1.005.103

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

Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

O Despacho ANEEL nº 402/23 de 14 de fevereiro de 2023 postergou o escopo total da Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2023 das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, repercutindo no Contrato de Concessão nº 055/2001 (CEEE-T) e, adiou parcialmente o escopo da RTP de 2023 da RAP das concessionárias de transmissão licitadas, exclusivamente no que se refere aos Reforços e Melhorias, afetando o contrato nº 003/2013 da CPFL-T Piracicaba.

Em 13 de junho de 2023 foi publicada a REH nº 3.205/2023 que homologou o resultado parcial da Revisão Tarifária Periódica dos Contratos de Concessão outorgados mediante licitação, na modalidade de leilão público. Em consonância com o DSP 402/2023, foi realizada a revisão da RAP ofertada no Leilão do contrato nº 003/2013, CPFL-T Piracicaba, através do recálculo do Custo de Capital de Terceiros (r_p). O índice de reposicionamento do contrato nº 003/2013 alcançou **+7,87%**. Entretanto, este índice não foi aplicado no reajuste tarifário das transmissoras em 2023 e, conforme DSP ANEEL nº 4.675/2023, será incluído no reajuste do ciclo 2024/2025 com efeitos retroativos.

Contrato de Concessão nº 004/2021- Cachoeirinha 3

Em 31 de março de 2021, foi celebrado o Contrato de Concessão nº 004/2021-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 comercial no contrato estava prevista para 30 de setembro de 2024, porém, em 26 de novembro de 2023, foi energizada de forma antecipada com receita de R\$ 10.739.259,16 (dez milhões, setecentos e trinta e nove mil, duzentos e cinquenta e nove reais e dezesseis centavos).

Contrato de Concessão nº 001/2011- TESB

Em 28 outubro de 2023 foi energizada a última obra da subsidiária TESB, a LT 230kV PORTO ALEGRE 9/PORTO ALEGRE 8, resultando no montante de receita da concessão de R\$ 43.161.248,90 (quarenta e três milhões, cento e sessenta e um mil, duzentos e quarenta e oito reais e noventa centavos).

3. Desempenho operacional

Vendas de energia

Em 2023, o fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores cativos) totalizou 45.287 GWh, indicando uma redução de 2,0% (ou seja, 947 GWh) em relação a 2022.

Destaca-se o desempenho das classes residencial, comercial e industrial, que juntas representam 82,6% do fornecimento de energia elétrica:

- **Classe Residencial:** aumento de 5,1% refletindo o bom desempenho da massa de renda, temperaturas maiores registradas e incremento de unidades consumidoras em 2023 quando comparado ao ano de 2022. Em contrapartida tivemos o impacto negativo referente ao aumento de unidades de MMD (Micro e Minigeração Distribuída);
- **Classe Comercial:** retração de 6,3% devido ao incremento da MMD (Micro e Minigeração Distribuída) e as migrações dos clientes cativos para o mercado livre;
- **Classe Industrial:** retração de 16,2% refletindo a desaceleração da produção industrial e migração de clientes cativos para o mercado livre.

O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 17.908 GWh, o que representou um incremento de 18,7% (2.822 GWh). Esse desempenho reflete à migração das permissionárias para Uso D.

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.

Indicadores* DEC e FEC				
Distribuidora	DEC (horas)		FEC (n° vezes)	
	2023	2022	2023	2022
CPFL Paulista	5,14	5,25	3,26	3,56
CPFL Piratininga	4,57	4,95	3,14	3,65
RGE	8,63	10,55	3,98	4,63
CPFL Santa Cruz	5,04	4,74	3,22	3,22

Desempenho no segmento de geração de energia elétrica

O ano de 2023 foi marcado por uma melhor performance de nossos parques eólicos em relação a 2022. Nossa disponibilidade permaneceu em um patamar elevado, de 95,7%, e contribuiu para o resultado do ano, e a geração eólica cresceu 1,2%, mas apesar do melhor desempenho dos ventos, as condições estruturais do sistema obrigaram o ONS a restringir a geração de parques eólicos, o que afetou a energia gerada no ano. O cenário hidrológico favoreceu as nossas UHEs e PCHs, resultando em um aumento de 60,8% e 33,0% na vazão, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2023, a capacidade instalada do segmento de Geração do grupo CPFL totalizava 4.371 MW, compreendendo 8 usinas hidrelétricas (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 46 PCHs e CGHs (472 MW), 7 usinas termelétricas a biomassa (330 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

Receita operacional

A receita operacional bruta foi de R\$ 56.722 milhões, representando um aumento de 3,8% (R\$ 2.072 milhões), decorrente dos seguintes aumentos: (i) de R\$ 1.435 milhões no ativo e passivo financeiro setorial; (ii) de 9,8% em outras receitas operacionais (R\$ 895 milhões); (iii) de 13,3% no suprimento de energia elétrica (R\$ 676 milhões); (iv) de 0,4% no fornecimento de energia elétrica (R\$ 147 milhões). Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas seguintes reduções: (v) de 12,8% na receita com construção da infraestrutura da concessão (R\$ 686 milhões); e (vi) de 28,3% na atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 396 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 16.978 milhões, apresentando um aumento de 11,0% (R\$ 1.683 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 39.743 milhões, representando um aumento de 1,0% (R\$ 389 milhões).

Geração operacional de caixa — EBITDA

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 12.829 milhões, um aumento de 4,6% (R\$ 567 milhões), refletindo principalmente a redução de 2,2% (R\$ 401 milhões) nos custos com energia elétrica e o aumento de 1,0% (R\$ 388 milhões) na receita operacional líquida. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes fatores: (i) redução de 35,0% (R\$ 172 milhões) na equivalência patrimonial, e (ii) aumento de 0,5% (R\$ 51 milhões) nos custos e despesas operacionais, inclusive gastos com previdência privada e custos com construção de infraestrutura.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</i>		
	2023	2022
Lucro Líquido	5.537.162	5.218.792
Depreciação e amortização	2.249.618	2.031.445
Amortização Mais Valia de Ativos	577	579
Resultado financeiro	2.556.840	2.911.269
Contribuição social	668.553	561.078
Imposto de renda	1.817.068	1.539.757
EBITDA	12.829.818	12.262.921

*Conforme Resolução CVM nº 156/22.

Lucro líquido

Em 2023, o lucro líquido do exercício atingiu R\$ 5.537 milhões, um aumento de 6,1% (R\$ 318 milhões), refletindo principalmente o aumento de 4,6% (R\$ 567 milhões) no EBITDA e a redução de 12,2% (R\$ 354 milhões) nas despesas financeiras líquidas. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes aumentos: (i) de 18,3% (R\$ 385 milhões) de imposto de renda e contribuição social; e (ii) de 10,7% (R\$ 218 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 referente ao lucro líquido de 2023 base para distribuição

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

R\$ mil	2023
Lucro líquido do exercício - controladora	5.527.101
Realização de reserva de lucros a realizar	207.652
Realização do resultado abrangente	26.612
Dividendos prescritos	6.491
Lucro líquido base para destinação	5.767.856
Reserva legal	166.949
Reserva de lucros a realizar	728.098
Reserva de capital de giro	1.699.527
Dividendo mínimo obrigatório ¹	437.410
Dividendo adicional proposto	2.735.872
Dividendo total proposto	3.173.282

Notas:

(¹) Ao longo do exercício de 2023, a CPFL Energia realizou o pagamento de dividendos correspondentes à reserva de lucros, no montante de R\$ 902.628, os quais foram imputados ao dividendo mínimo obrigatório do exercício.

O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 3.173 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 2,753976596 por ação, relativo ao exercício de 2023 e será distribuído após a aprovação em AGO.

Endividamento

No final de 2023, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$ 29.453 milhões, apresentando um aumento de 5,1%. As disponibilidades totalizaram R\$ 5.533 milhões, um aumento de 20,2%. Com isso, a dívida financeira líquida passou para R\$ 23.921 milhões, registrando um aumento de 2,1%. Esse aumento é principalmente consequência do forte investimento (CAPEX) realizado em todos os segmentos do grupo CPFL.

5. Investimentos

Em 2023, foram realizados investimentos de R\$ 5.073 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 3.793 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 446 milhões à geração e R\$ 99 milhões à comercialização, serviços e outros. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 735 milhões relacionado ao segmento de transmissão.

Entre os investimentos da CPFL Energia em 2023 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 2023, nossas distribuidoras possuíam 10,5 milhões de clientes, um acréscimo de 0,2 milhões de clientes. Nossa rede de distribuição consistia em 342.986 km de linhas de distribuição, incluindo 518.756 transformadores de distribuição. Nossas quatro subsidiárias de distribuição tinham 11.991 km de linhas de distribuição de alta tensão, entre 23 kV e 138 kV. Nesta data, detínhamos 591 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão

para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 20.176 MVA (acréscimo de 262 MVA);

Geração: em 2023, foram investidos R\$ 446 milhões, destinados principalmente à construção da PCH Lucia Cherobim e manutenção de parques eólicos e usinas;

Transmissão: em 2023, foram realizados investimentos de R\$ 735 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\$ 23 milhões.

6. Governança corporativa

A CPFL Energia ("Companhia") é a holding do Grupo CPFL, com mais de 110 anos de 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.

Em 2023, a CPFL Energia completou 19 anos da abertura de seu capital na B3 S.A – Brasil, Bolsa e Balcão ("B3"), na qual está listada no segmento de Novo Mercado. Este segmento de listagem diferenciado 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.

O modelo de governança corporativa adotado pela CPFL Energia é baseado em 5 princípios básicos do Sistema de Governança Corporativa no Brasil: integridade, transparência, equidade, responsabilização e sustentabilidade.

As Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia, em conjunto com os Estatutos/Contratos Sociais das empresas do Grupo CPFL, os Regimentos Internos da Diretoria Executiva, 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 delineiam o conjunto das práticas adotadas pela CPFL Energia e estão disponíveis no website de Relações com Investidores.

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

O CA é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios do Grupo CPFL, sendo composto atualmente por 7 membros, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição. Atualmente, o CA é composto por 2 membros independentes (representando 28,5% do órgão) e 1 mulher (representando 14,3% do órgão), que representam a oportunidade de introduzir novas experiências nos debates.

O CA possui 5 comitês de assessoramento (Finanças e Gestão de Riscos e Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG, Auditoria, Partes Relacionadas e Pessoas) 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 DE é composta por 1 Diretor Presidente e 8 Diretores Vice-Presidentes, cujos respectivos titulares dos cargos possuem mandatos de 2 anos, com possibilidade de reeleição. Cabe à DE a execução da estratégia do Grupo CPFL definida pelo CA em conformidade com as diretrizes de governança corporativa.

A CPFL Energia também 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. Sua função é desempenhar um papel de fiscalização independente dos

administradores e com objetivo de preservar o valor da organização.

Para assegurar a qualidade e integridade das atividades rotineiras dos órgãos acima mencionados, em 2019 foi criada a Diretoria de Governança Corporativa, que atua de forma a gerir, controlar e aperfeiçoar constantemente os processos de governança do Grupo CPFL.

A Diretoria de Governança Corporativa responde funcionalmente ao CA, operando em várias frentes a fim de assegurar 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. Tal é composta por 2 gerências: a de Governança Corporativa e a Jurídico-Societária, que conta com a Coordenação de Assuntos do CA.

A Coordenação de Assuntos 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 2023 a coordenação monitorou 202 temas e divulgou 41 newsletters sobre assuntos de relevância.

Em suas atividades, a Coordenação conta com a contribuição e integração com todas as áreas de negócio da Companhia e por meio do monitoramento da execução e desenvolvimento dos temas deliberados no CA, a Coordenação representa uma importante ferramenta de *accountability* para a Companhia.

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 2023, a CPFL Energia possuía 16,29% de suas ações em circulação no mercado (*free float*), tendo suas ações negociadas no Brasil (B3).

Em 2023, as ações da CPFL Energia apresentaram uma valorização de 16,0% em relação ao ano anterior, encerrando o ano cotadas a R\$ 38,51 por ação. O volume médio diário de negociação atingiu R\$ 62,7 milhões na B3, representando um decréscimo de 32,1% em relação a 2022. A discussão referente à renovação das concessões, junto ao pedido de recuperação judicial da Light, somados a outros fatores macroeconômicos, como a taxa de juros, contribuíram para essa queda no volume. O número de negócios realizados na B3 apresentou uma queda de 27,2%, passando para uma média diária de 7.926 negócios, em 2023.

B3			
Data	CPFE3	IEE	IBOV
28/12/2023	R\$ 38,51	94.957	134.185
30/12/2022	R\$ 33,20	78.679	109.735
Var. 12M	16,0%	20,7%	22,3%

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. Além disso, a empresa integrou a primeira carteira do IDIVERSA, índice lançado em 2023, que trata da diversidade das companhias listadas.

A Companhia está também nos índices FTSE4Good *Emerging Markets* e FTSE4GOOD Latin America Markets, ambos da Bolsa de Londres, com nota 3,2 (o mínimo exigido para participação é 2,9).

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 2023: 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; 5 projetos destacados no Brasil pelo Meio Ambiente, iniciativa da Amcham e do ICC; Prêmio Abradee 2023, categoria Responsabilidade Socioambiental (CPFL Santa Cruz e CPFL Paulista); Certificação Top Employers 2023; Anuário Época Negócios 360 – Categoria Energia.

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 2023, temos como principal destaque a manutenção 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 para Fornecedores, bem como da Instrução do Programa de Integridade, e ainda; treinamentos sobre temas do Programa de Integridade para colaboradores e fornecedores, a aplicação do formulário de conflito de interesses para especialistas, coordenadores e cargos

gerenciais e acima, a disponibilização do primeiro Game de Integridade e 12 Conversas Mensais de Integridade, das quais destacamos os temas “Política Anticorrupção e fomento da cultura de integridade”, “Assédio moral e tratamento desrespeitoso”, “Assédio sexual e importunação sexual”, e “Código de Conduta Ética para fornecedores”, dentre outras ações de comunicação; além de apurações de denúncias, avaliações de riscos e emissão de pareceres de *due diligence* e *background check*.

Relacionamento com a Comunidade:

(i) Instituto CPFL – O Instituto CPFL (ICPFL) é a plataforma de investimento social privado do grupo CPFL Energia. Com mais de 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 2023, o grupo CPFL destinou R\$ 37,6 MM (através das leis de incentivo fiscal de IR Cultura, IR Esporte, CMDCA e CMI).

Resultados 2023:

1) CPFL nos Hospitais: Com nossa frente CPFL nos Hospitais, que engloba projetos de melhorias estruturais e de humanização hospitalar, apoiamos 25 hospitais, beneficiando cerca de 660 mil pessoas.

2) CPFL Jovem Geração: Com a frente CPFL Jovem Geração, beneficiamos 10 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 2023, ocorreu a 7ª temporada da frente Intercâmbio Brasil><China, que atingiu 813 mil espectadores. Essa edição contou com *playlists* de música e vídeo, uma mostra de cinema, o 2º festival da lua, um concerto de música e dois encontros especiais do café filosófico cpfl.

4) Circuito CPFL: Circuito CPFL: Em 2023, Através da frente Circuito CPFL, levamos cinema movido a energia solar para 113 cidades, rodamos 25 mil quilômetros, alcançando mais de 30 mil espectadores.

5) Café Filosófico CPFL: Com nossa frente Café Filosófico CPFL, em 2023, realizamos 33 gravações em nosso estúdio e 2 gravações especiais comemorativas uma em Porto Alegre e outra em Campinas. Ao todo, ao longo de 2023, foram 154 exibições dos programas Café e Café Expresso na TV Cultura e no Youtube

6) Voluntariado: Em 2023, fortalecemos o programa de voluntariado da CPFL, o Semear, apoiando 27 ONGs, beneficiando 4 mil pessoas das nossas comunidades parceiras.

(7) Eficiência Energética (0,5% da ROL): Em 2023 foram investidos R\$ 123,6 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: R\$ 19,7 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na (a) regularização de 4.801 clientes; substituição de (b) 102.318 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); (c) 3.561 trocadores de calor. Foram também executados projetos educacionais (d) que capacitaram 27.326 alunos e 1.868 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 22.255 pontos de Iluminação por LED, com um investimento total de R\$ 21,5 milhões. Por fim, (f) investiu R\$ 61,8 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 2023, treinamos 6.432 colaboradores da base ativa. Foram 20.979 mil horas treinadas. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com Escolas para formação de eletricitistas ao longo do ano, foram 34 turmas, 857 participantes, 621 aprovados e 536 contratados.

Rede de Valor: Em 2023, foram realizados 3 encontros da Rede de Valor, todos em formato online. Eles contaram com a participação de 98 parceiros e abordaram os seguintes temas: Cenário Macroeconômico, Planejamento Estratégico CPFL, Plano ESG 2030, Sustentabilidade na Cadeia de Suprimentos, Diversidade e Inclusão 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 2023, 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)
Revisão da ECD Contábil do ano calendário
Licença de software e prestação de serviços de Suporte Técnico
Auditoria do RCP (Relatório de Controle Patrimonial)

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

Em linha com o previsto pela Resolução CVM 162/22, 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 Grupo A 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, 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.

ERAC: Esquema Regional de Alívio de Carga, é um sistema especial de proteção específico para o corte de carga, desligando cargas pontuais e evitando que o sistema entre em colapso.

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.

GD: Geração distribuída é o termo dado à energia elétrica gerada no local de consumo ou próximo a ele, sendo válida para diversas fontes de energia renováveis, como a energia solar, eólica e hídrica.

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 2023. 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.....	30
PASSIVO.....	31
DRE.....	32
DRA.....	33
DMPL.....	34
DFC.....	35
DVA.....	36
(1) CONTEXTO OPERACIONAL	37
(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS.....	39
(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS.....	41
(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO	53
(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	54
(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS.....	55
(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS.....	55
(8) TRIBUTOS A COMPENSAR	56
(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL	57
(10) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS.....	59
(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO	62
(12) OUTROS ATIVOS	63
(13) INVESTIMENTOS.....	63
(14) IMOBILIZADO	71
(15) ATIVO CONTRATUAL.....	73
(16) INTANGÍVEL	73
(17) FORNECEDORES	76
(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	77
(19) DEBÊNTURES.....	80
(20) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA.....	82
(21) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER.....	91
(22) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS.....	92
(23) OUTRAS CONTAS A PAGAR.....	94
(24) PATRIMÔNIO LÍQUIDO	95
(25) LUCRO POR AÇÃO	96
(26) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	97
(27) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA	99
(28) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS.....	99
(29) RESULTADO FINANCEIRO	100
(30) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO	100
(31) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	101
(32) SEGUROS.....	102
(33) GESTÃO DE RISCOS	103
(34) INSTRUMENTOS FINANCEIROS.....	105
(35) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA	111
(36) COMPROMISSOS.....	111
(37) EVENTOS SUBSEQUENTES	112



CPFL Energia S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	171.795	189.100	4.435.186	3.746.158
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	1.097.438	856.244
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	6.190.130	5.071.130
Estoques		-	-	151.744	190.310
Dividendo e juros sobre o capital próprio	13	883.352	866.863	10.286	5.114
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	13.117	35.291	655.247	525.532
Outros tributos a compensar	8	16.911	36.902	589.175	751.353
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8	-	-	2.355.498	1.685.643
Derivativos	34	-	-	88.315	201.698
Ativo financeiro setorial	9	-	-	293.066	230.816
Ativo contratual	15	-	-	746.783	709.222
Outros ativos	12	282	74	1.438.485	1.206.817
Total do circulante		1.085.457	1.128.231	18.051.353	15.180.037
Não circulante					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	164.914	205.659
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora		37.942	52.859	-	-
Depósitos judiciais	22	547	537	789.734	716.921
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	411	411	85.147	121.381
Outros tributos a compensar	8	-	-	515.153	528.493
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8	-	-	4.162.169	6.794.863
Ativo financeiro setorial	9	-	-	200.111	214.133
Derivativos	34	-	-	590.935	305.862
Créditos fiscais diferidos	10	3.081	2.566	325.404	247.816
Ativo financeiro da concessão	11	-	-	21.617.521	18.202.007
Investimentos em instrumentos patrimoniais		-	-	39.435	89.041
Outros ativos	12	4.312	9.330	377.313	287.039
Investimentos	13	18.291.206	16.402.651	520.662	622.508
Imobilizado	14	4.575	2.573	10.135.751	10.614.068
Intangível	16	98	141	8.973.764	9.907.344
Ativo contratual	15	-	-	8.421.862	7.108.910
Total do não circulante		18.342.171	16.471.067	56.919.874	55.966.044
Total do ativo		19.427.628	17.599.298	74.971.227	71.146.081

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2023 e 2022

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Circulante					
Fornecedores	17	1.942	2.068	3.692.489	3.227.768
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	3.531.710	3.362.615
Debêntures	19	-	-	980.841	1.323.011
Entidade de previdência privada	20	-	-	549.549	699.336
Taxas regulamentares		-	-	170.138	78.228
Imposto de renda e contribuição social a recolher	21	14.842	25.471	771.899	455.493
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	21	8.118	18.494	1.076.007	440.270
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	31	-	-	3.140.112	-
Dividendo		473.085	1.243.106	570.319	1.421.994
Obrigações estimadas com pessoal		-	-	198.994	182.768
Derivativos	34	-	-	61.015	76.759
Passivo financeiro setorial	9	-	-	1.163.287	281.398
Uso do bem público		-	-	24.124	23.884
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	6.106	5.687
PIS/COFINS devolução consumidores	8	-	-	1.609.435	945.091
Outras contas a pagar	23	26.365	28.873	2.216.083	2.354.869
Total do circulante		524.352	1.318.012	19.762.108	14.879.172
Não circulante					
Fornecedores	17	-	-	397.422	424.945
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	9.979.666	10.405.052
Debêntures	19	-	-	11.944.886	10.291.747
Entidade de previdência privada	20	-	-	1.503.118	1.586.390
Imposto de renda e contribuição social a recolher	21	-	-	274.976	255.017
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	21	-	-	934.248	1.012.970
Débitos fiscais diferidos	10	-	-	2.318.542	2.126.655
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	22	292	166	1.513.371	1.345.236
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	31	-	-	-	2.803.121
Derivativos	34	-	-	495.825	265.858
Passivo financeiro setorial	9	-	-	458.436	262.806
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	164.655	138.613
Uso do bem público		-	-	171.351	184.802
PIS/COFINS devolução consumidores	8	-	-	4.311.128	6.917.491
Outras contas a pagar	23	23.518	24.521	742.739	706.263
Total do não circulante		23.810	24.687	35.210.366	38.726.965
Patrimônio líquido	24				
Capital social		9.388.071	9.388.071	9.388.071	9.388.071
Reserva de capital		(1.396.906)	(1.396.339)	(1.396.906)	(1.396.339)
Reserva legal		1.877.614	1.710.665	1.877.614	1.710.665
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		5.636.993	4.840.094	5.636.993	4.840.094
Reserva de lucro a realizar		2.204.186	1.683.741	2.204.186	1.683.741
Dividendo		2.735.872	1.211.152	2.735.872	1.211.152
Resultado abrangente acumulado		(1.566.364)	(1.180.784)	(1.566.364)	(1.180.784)
		18.879.466	16.256.599	18.879.466	16.256.599
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		-	-	1.119.287	1.283.345
Total do patrimônio líquido		18.879.466	16.256.599	19.998.753	17.539.944
Total do passivo e do patrimônio líquido		19.427.628	17.599.298	74.971.227	71.146.081

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022

(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
Receita operacional líquida	26	271	90	39.743.190	39.354.237
Custo do serviço					
Custo com energia elétrica	27	-	-	(17.668.819)	(18.070.459)
Custo com operação		-	-	(4.056.111)	(4.056.829)
Depreciação e amortização		-	-	(1.720.969)	(1.561.868)
Outros custos com operação	28	-	-	(2.335.142)	(2.494.961)
Custo com serviço prestado a terceiros	28	-	-	(4.376.171)	(5.390.456)
Lucro operacional bruto		271	90	13.642.089	11.836.493
Despesas operacionais					
Despesas com vendas		-	1	(813.829)	(806.434)
Depreciação e amortização		-	-	(9.351)	(9.613)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		-	-	(277.454)	(318.628)
Outras despesas com vendas	28	-	1	(527.024)	(478.193)
Despesas gerais e administrativas		(54.326)	(64.467)	(1.657.307)	(1.470.759)
Depreciação e amortização		(5.264)	(8.535)	(163.946)	(141.633)
Outras despesas gerais e administrativas	28	(49.062)	(55.932)	(1.493.361)	(1.329.126)
Outras despesas operacionais		-	(75)	(910.038)	181.086
Amortização de intangível da concessão		-	-	(355.352)	(318.331)
Outras despesas operacionais	28	-	(75)	(554.686)	499.417
Resultado do serviço		(54.055)	(64.451)	10.260.915	9.740.387
Resultado de participações societárias	13	5.636.482	5.225.740	318.708	490.530
Resultado antes do resultado financeiro		5.582.427	5.161.289	10.579.623	10.230.917
Resultado financeiro	29				
Receitas financeiras		(261)	29.528	1.935.333	2.154.127
Despesas financeiras		(2.210)	(65.737)	(4.492.173)	(5.065.396)
		(2.470)	(36.209)	(2.556.840)	(2.911.269)
Lucro antes dos tributos		5.579.957	5.125.080	8.022.782	7.319.648
Contribuição social		(13.054)	(5.851)	(668.553)	(561.078)
Imposto de renda		(39.802)	(19.643)	(1.817.068)	(1.539.757)
		(52.856)	(25.494)	(2.485.621)	(2.100.835)
Lucro líquido do exercício		5.527.101	5.099.586	5.537.162	5.218.813
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores				5.527.101	5.099.586
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores				10.061	119.227
Lucro por ação atribuído aos acionistas controladores - R\$	25			4,80	4,43

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 2023 e 2022

(Em milhares de reais)

	Controladora	
	2023	2022
Lucro líquido do exercício	5.527.101	5.099.586
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Resultado abrangente do período reflexo sobre os investimentos da Companhia	(358.968)	706.371
Resultado abrangente do exercício	5.168.133	5.805.957
	Consolidado	
	2023	2022
Lucro líquido do exercício	5.537.162	5.218.813
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (Perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	(358.015)	717.369
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários.	(953)	(11.479)
Resultado abrangente consolidado do exercício	5.178.194	5.924.703
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	5.168.133	5.805.957
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	10.061	118.747

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 2023 e 2022
(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 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	1.654.954	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 exercício	-	-	-	767.405	1.683.741	-	-	-	(2.451.145)	-	-	-	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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	
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
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	(358.968)	5.527.101	5.168.133	-	10.061	5.178.194
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	5.527.101	5.527.101	-	10.061	5.537.162
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	-	(953)	-	(953)	-	(953)	
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(358.015)	(358.015)	-	-	(358.015)	
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	166.949	1.699.527	520.445	-	(26.612)	-	(2.360.310)	(1.778)	3.557	1.780	
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	(40.321)	-	40.321	(2.693)	2.693	-	
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	13.709	-	(13.709)	916	(916)	-	
Constituição da reserva legal	-	-	166.949	-	-	-	-	-	(166.949)	-	-	-	
Constituição/Reversão de reserva de lucros no exercício	-	-	-	1.699.527	520.445	-	-	-	(2.219.973)	-	-	-	
Outras movimentações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.780	1.780	
Transações de capital com os acionistas	-	(568)	-	(902.628)	-	1.524.720	-	-	(3.166.790)	(2.545.266)	-	(175.900)	(2.721.166)
Aumento (redução) de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.284)	(4.284)	
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	(568)	-	-	-	-	-	-	-	(568)	1.190	622	
Dividendo	-	-	-	-	-	-	-	-	(437.410)	(437.410)	-	(437.410)	
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	-	6.491	6.491	-	6.491	
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	(902.628)	-	(1.211.152)	-	-	-	(2.113.779)	(172.805)	(2.286.585)	
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	2.735.872	-	-	(2.735.872)	-	-	-	
Saldos em 31 de dezembro de 2023	9.388.071	(1.396.906)	1.877.614	5.636.993	2.204.186	2.735.872	247.502	(1.813.865)	-	18.879.467	1.167	1.118.120	19.998.753

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 2023 e 2022

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Lucro antes dos tributos	5.579.957	5.125.080	8.022.782	7.319.648
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Depreciação e amortização	5.264	8.536	2.249.618	2.031.445
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.580	1.342	350.698	286.854
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	277.454	318.628
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	(6.405)	37.640	2.331.084	2.251.999
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	-	-	163.307	337.904
Equivalência patrimonial	(5.636.482)	(5.225.740)	(318.708)	(490.530)
Ajuste a valor justo em investimento	-	-	49.607	(640.305)
Perda (ganho) na baixa de não circulante	-	75	135.818	177.994
Provisão de redução a valor recuperável	-	-	334.193	-
Outros	-	-	(834.325)	259.943
	(56.086)	(53.067)	12.761.527	11.853.578
Redução (aumento) nos ativos operacionais				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(1.347.403)	143.763
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	2.008.135	4.954.728	361.259	497.788
Tributos a compensar	81.653	(27.236)	2.719.583	637.307
Depósitos judiciais	16	133	(27.029)	207.187
Ativo financeiro setorial	-	-	47.323	1.086.503
Contas a receber - CDE	-	-	(120.140)	(26.978)
Adições de ativo de transmissão	-	-	(582.062)	(618.773)
Outros ativos operacionais	430	(14.408)	852.357	555.191
Aumento (redução) nos passivos operacionais				
Fornecedores	(126)	228	407.795	(1.056.152)
Outros tributos e contribuições sociais	(10.376)	12.870	578.910	(827.748)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	-	-	(668.047)	(662.297)
Taxas regulamentares	-	-	91.908	(468)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(1.464)	(1.287)	(273.370)	(223.587)
Passivo financeiro setorial	-	-	(1.491.045)	59.778
Contas a pagar - CDE	-	-	(10.865)	6.481
Outros passivos operacionais	(3.511)	16.966	(205.213)	522.755
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	2.018.671	4.888.927	13.095.487	12.154.327
Encargos de dívidas e debêntures pagos	-	-	(1.862.324)	(1.462.558)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(63.842)	(10.693)	(2.333.246)	(1.711.643)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.954.829	4.878.234	8.899.917	8.980.126
Atividades de investimento				
Redução (Aumento) de capital em investidas	1.384.100	-	53.344	266.606
Aumento de caixa decorrente de reestruturação societária	-	-	-	147.351
Valor pago em combinações de negócios, líquido do caixa adquirido	-	-	-	(1.171.236)
Aquisições de imobilizado	(2.841)	(1.500)	(678.203)	(374.332)
Adições de ativo contratual	-	-	(3.792.884)	(4.790.932)
Adições e construções de intangível	-	(45)	(20.059)	(21.371)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	-	-	(1.865.075)	(1.152.057)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	-	-	1.662.084	836.940
Adiantamento para futuro aumento de capital	(59.000)	(1.043.120)	-	-
Mútuos concedidos a controladas e coligadas	-	(9.104)	-	-
Recebimentos de mútuos com controladas e coligadas	20.326	138.422	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	1.342.585	(915.347)	(4.640.793)	(6.259.031)
Atividades de financiamento				
Redução (Aumento) de participação societária em investimento já existente	-	-	(3.716)	-
Captação de empréstimos e debêntures	-	-	5.309.802	11.391.854
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	-	-	(4.640.411)	(8.208.406)
Liquidação de operações com derivativos	-	(57.695)	(665.304)	(485.998)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(3.314.719)	(3.724.378)	(3.570.467)	(3.872.339)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(3.314.719)	(3.782.073)	(3.570.096)	(1.174.889)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(17.305)	180.814	689.028	1.546.205
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	189.100	8.287	3.746.158	2.199.952
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	171.795	189.100	4.435.186	3.746.158

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 2023 e 2022

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
1 - Receita	3.140	1.340	56.904.986	54.959.613
1.1 Receita de venda de energia e serviços	298	99	52.051.285	49.293.928
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	2.841	1.241	460.263	627.638
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	-	-	4.670.893	5.356.676
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(277.454)	(318.628)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(19.105)	(30.015)	(27.519.577)	(27.744.819)
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(20.252.398)	(20.204.658)
2.2 Material	(3.009)	(1.755)	(2.877.356)	(3.655.761)
2.3 Serviços de terceiros	(12.238)	(24.867)	(2.684.297)	(3.010.690)
2.4 Outros	(3.857)	(3.393)	(1.705.525)	(873.711)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	(15.965)	(28.675)	29.385.409	27.214.794
4 - Retenções	(5.264)	(8.536)	(2.253.407)	(2.038.567)
4.1 Depreciação e amortização	(5.264)	(8.536)	(1.898.055)	(1.720.235)
4.2 Amortização do intangível de concessão	-	-	(355.352)	(318.331)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	(21.229)	(37.210)	27.132.002	25.176.227
6 - Valor adicionado recebido em transferência	5.661.216	5.275.085	2.332.015	2.764.652
6.1 Receitas financeiras	24.734	49.345	2.013.306	2.274.122
6.2 Equivalência patrimonial	5.636.482	5.225.740	318.709	490.530
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	5.639.987	5.237.874	29.464.017	27.940.879
8 - Distribuição do valor adicionado				
8.1 Pessoal e encargos	32.972	30.394	2.202.329	2.235.835
8.1.1 Remuneração direta	13.039	11.382	1.254.428	1.178.292
8.1.2 Benefícios	18.684	17.845	832.580	944.017
8.1.3 F.G.T.S	1.249	1.167	115.321	113.527
8.2 Impostos, taxas e contribuições	83.969	50.541	17.125.831	15.311.474
8.2.1 Federais	83.867	50.458	11.020.573	9.477.863
8.2.2 Estaduais	101	83	6.054.139	5.786.159
8.2.3 Municipais	-	-	51.119	47.453
8.3 Remuneração de capital de terceiros	(4.055)	57.354	4.598.695	5.174.755
8.3.1 Juros	2.208	65.735	4.523.152	5.107.758
8.3.2 Aluguéis	(6.262)	(8.381)	75.543	66.997
8.4 Remuneração de capital próprio	5.527.101	5.099.586	5.537.162	5.218.813
8.4.1 Dividendo (inclui dividendo adicional proposto)	3.173.282	2.422.303	3.346.087	2.564.205
8.4.2 Lucros retidos	2.353.819	2.677.283	2.191.075	2.654.608
	5.639.987	5.237.874	29.464.017	27.940.879

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 2023 E 2022

(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	4.952	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	1.942	30 anos	Outubro de 2023
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	3.103	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	504	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% (d)	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 Maracaná Ltda (“CPFL Maracaná”)	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”)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 100%	Rio Grande do Sul
Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. (“CPFL TESB”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 97,77%	Rio Grande do Sul
Transmissora Porto Alegre S.A. - (“CPFL TPAE”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 9,65%	Rio Grande do Sul
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - (“CPFL ETAU”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 10%	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 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%
TI Nect Serviços de Informática Ltda ("Authi")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 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 2023, 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: 7 usinas em operação (370 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 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.

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 com base na metodologia GHG Protocol. Faz as medições e divulgação dos 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 2030 (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 2025¹, reduzindo 56% 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).

¹ Neutralização em 2026 referente ao Inventário de GEE 2025.

1.2 Capital circulante líquido negativo

Em 31 de dezembro de 2023, o consolidado apresentou nas demonstrações financeiras consolidadas o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 1.710.755, principalmente em função de vencimentos contratuais de mútuo com empresa do grupo, os quais estão em avaliação para eventual renovação. O Grupo tempestivamente monitora o capital circulante líquido e, sua geração de caixa para quitar suas dívidas, entre elas os dividendos, bem como as projeções de fluxo de caixa, suportam e viabilizam o plano de redução ou reversão deste capital circulante líquido.

(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 26 de fevereiro de 2024.

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 34 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 34);
- 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 21 - Impostos, taxas e contribuições a recolher (incertezas sobre os tributos sobre o lucro);
- Nota 22 – 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 34 – 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) pela participação minoritária nas controladas Paulista Lajeado (referente ao investimento na Investco S.A.) e CPFL Transmissão (referente ao investimento na Centrais Elétricas S.A. - Eletrosul), as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022, 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, TESB e 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 26).

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.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais são classificados como ativo intangível, que serão amortizados pelo prazo da concessão, de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

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 34). 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.

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 34.

- 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 repostado. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada linearmente, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens e 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 o 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 a consumidores, concessionárias e permissionárias reconhecidas em ativos financeiros e outros recebíveis, incluindo ativos contratuais, são registradas no resultado do exercício.

- Ativos não financeiros

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

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

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

3.8 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que

não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

3.9 Benefícios a empregados

Algumas controladas possuem benefícios pós-emprego e planos de pensão, sendo consideradas patrocinadoras destes planos. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

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

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

3.10 Dividendo e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir a parcela 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 com base na taxa implícita aplicada 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 e demais subsídios tarifários - nota 26.3).

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 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. Conseqüentemente, 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 2023, o Grupo adotou as alterações ao CPC 32 / IAS 12 de tributos sobre lucro, o qual, estabeleceu o reconhecimento de imposto diferido sobre transações que, no reconhecimento inicial, dão origem a montantes iguais de diferenças temporárias tributárias e dedutíveis, mas vale ressaltar que na Companhia, não houve impactos significativos com a adoção das alterações na norma. Também levou em consideração as mudanças ocorridas no CPC 23 / IAS 8 considerando as mudanças introduzidas na definição de estimativas contábeis e os esclarecimentos a respeito da distinção de estimativas contábeis e políticas contábeis. Por fim, destaca-se também a adoção ocorrida no CPC 26 (R1) / IAS 1 no que concerne a aplicação de julgamento de materialidade para as políticas contábeis, ao levar em consideração 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. Outras novas normas

também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023, 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 2023. O Grupo não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras:

(a) Classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes (CPC 26 (R1) / 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. Em outubro de 2022, nova alteração foi emitida pelo IFRS a fim de esclarecer que a Entidade que possuir passivos com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) apenas será afetada pela classificação do passivo para casos em que o atingimento desses índices deva ocorrer até a data do balanço.

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.

(b) Divulgações Gerais relacionadas à Sustentabilidade (IFRS S1) e Divulgações Relacionadas ao Clima (IFRS S2).

Em junho de 2023, o International Sustainability Standards Board (ISSB) emitiu as suas duas primeiras Normas de Divulgação de Sustentabilidade IFRS, o IFRS S1 de Requisitos Gerais para Divulgação de Informações Financeiras Relacionadas à Sustentabilidade e o IFRS S2 de Divulgações Relacionadas ao Clima.

O IFRS S1 estabelece os requisitos gerais de como as Companhias devem divulgar em seu relatório, informações relevantes sobre os riscos e oportunidades relacionados à Sustentabilidade e que sejam importantes para tomada de decisão dos usuários das Demonstrações Financeiras, uma vez que possam impactar diretamente nas decisões da empresa.

Já o IFRS S2, considerando os efeitos de todas as alterações climáticas que estão ocorrendo e venham a ocorrer ao longo dos anos, exige a divulgação dos riscos e oportunidades relacionados com o clima, levando em conta o setor, indústria e demais circunstâncias nas quais a empresa atua. Vale ressaltar que o IFRS destaca que as mudanças climáticas se apresentam como risco para as empresas que estão expostas diretamente ou indiretamente a tais mudanças e oportunidade para empresas que atuam como mitigadoras das mudanças climáticas.

As empresas são obrigadas a aplicar o IFRS S1 e o IFRS S2 em conjunto para garantir a conformidade com as Normas de Divulgação de Sustentabilidade IFRS. Pelo IFRS, as alterações serão vigentes para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2024. No Brasil, para as Companhias abertas, a elaboração e divulgação do relatório de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade foi aprovada pela CVM através da Resolução CVM 193 de 20 de outubro de 2023, com adoção voluntária a partir de 1º de janeiro de 2024 e adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2026.

Para as novas interpretações e mudanças citadas acima ainda não vigentes, destaca-se que a Companhia está avaliando as alterações e os novos pronunciamentos, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras consolidadas, e não adotará os relatórios de sustentabilidade e clima de forma voluntária e antecipada para 2024.

(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 34) 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	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Saldos bancários	174	860	232.617	136.250
Aplicações financeiras	171.621	188.240	4.202.569	3.609.908
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	-	22.860	878
Títulos de crédito privado (b)	171.621	188.240	3.315.671	3.508.134
Fundos de investimento (c)	-	-	864.038	100.896
Total	171.795	189.100	4.435.186	3.746.158

- Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDB’s”) e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”).
- Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB’s no montante de R\$ 2.957.163 (R\$ 2.899.482 em 31 de dezembro de 2022), e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 358.508 (R\$ 608.651 em 31 de dezembro de 2022). Todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,63% do CDI (100,03% do CDI em 31 de dezembro de 2022).
- Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média de 99,88% do CDI (101,09% do CDI em 31 de dezembro de 2022), tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDB’s e operações compromissadas lastreadas em títulos de terceiros de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022
Através de fundos de investimentos (a)	665.935	208.886
Aplicação direta (b)	431.503	647.358
Total	1.097.438	856.244

- (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 99,88% do CDI (101,09% do CDI em 31 de dezembro de 2022).
- (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 101,75% do CDI (100% do CDI em 31 de dezembro de 2022).

(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

No consolidado, o saldo é oriundo, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de dezembro de 2023 e 2022, é como segue:

	Consolidado				
	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2023	31/12/2022
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	1.241.639	792.215	124.536	2.158.390	1.651.639
Industrial	151.097	60.818	74.007	285.922	307.508
Comercial	292.956	119.728	48.247	460.932	363.294
Rural	105.497	35.241	17.619	158.356	147.068
Poder público	101.590	22.493	10.791	134.873	90.499
Iluminação pública	129.168	12.118	5.742	147.028	106.784
Serviço público	74.425	17.918	20.859	113.204	85.053
Faturado	2.096.372	1.060.531	301.801	3.458.705	2.751.845
Não faturado	1.939.177	-	-	1.939.177	1.531.707
Parcelamento de débito de consumidores	161.561	46.338	59.443	267.343	289.264
Operações realizadas na CCEE	121.206	5.780	17.636	144.622	172.166
Concessionárias e permissionárias	508.828	245.691	22.182	776.701	738.682
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	(8.059)	-	-	(8.059)	(9.567)
Outros	13.462	-	-	13.462	27.751
	4.832.547	1.358.340	401.062	6.591.951	5.501.848
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(401.822)	(430.718)
Total				6.190.130	5.071.130
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	137.864	-	-	137.864	140.383
Energia livre	9.185	-	-	9.185	8.125
Operações realizadas na CCEE	9.391	1.376	7.098	17.865	57.151
Total	156.440	1.376	7.098	164.914	205.659

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.

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 34 (f).

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos (nota 12)	Total
Saldo em 31/12/2021	(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)
Provisão revertida (constituída) líquida	(429.839)	662	(429.177)
Recuperação de receita	151.747	(24)	151.723
Baixa de contas a receber provisionadas	306.987	24	307.011
Saldo em 31/12/2023	(401.822)	(38.378)	(440.200)
Circulante	(401.822)	(38.378)	(440.200)

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022
Circulante		
Antecipações de contribuição social - CSLL	10.563	94.338
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	22.595	262.763
Imposto de renda e contribuição social a compensar	622.089	168.431
Imposto de renda e contribuição social a compensar	655.247	525.532
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	17.903	43.468
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	107.107	90.519
ICMS a compensar	299.259	477.271
Programa de integração social - PIS	32.302	32.792
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	127.392	101.471
Outros	5.212	5.833
Outros tributos a compensar	589.175	751.353
Total circulante	1.244.422	1.276.885
Não circulante		
Contribuição social a compensar - CSLL	6.059	6.771
Imposto de renda a compensar - IRPJ	79.088	114.610
Imposto de renda e contribuição social a compensar	85.147	121.381
ICMS a compensar	412.400	407.150
Programa de integração social - PIS	95.943	112.611
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	6.058	7.980
Outros	752	752
Outros tributos a compensar	515.153	528.493
Total não circulante	600.300	649.874

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 2023.

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	
	31/12/2023	31/12/2022
Circulante		
PIS sobre ICMS	491.213	296.009
COFINS sobre ICMS	1.864.285	1.389.634
Total circulante	2.355.498	1.685.643
Não circulante		
PIS sobre ICMS	671.508	1.217.027
COFINS sobre ICMS	3.490.661	5.577.836
Total não circulante	4.162.169	6.794.863
Passivo - PIS/COFINS devolução consumidores	Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022
Circulante	(1.609.435)	(945.091)
Não circulante	(4.311.128)	(6.917.491)

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 nos 05 anos anteriores ao ajuizamento das ações até os respectivos trânsitos em julgado.

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 junho 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, 2022 e 2023 das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Paulista, RGE e CPFL 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\$ 204.257, R\$ 1.781.780, R\$ 1.774.296 e R\$ 1.030.185 respectivamente.

Importante salientar que, baseado 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 ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), entidade da qual as distribuidoras do Grupo 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 31/12/2022			Receita operacional (nota 26)		Resultado financeiro (nota 29)	Recebimento			Saldo em 31/12/2023		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Devolução do crédito de PIS/COFINS	Acordo com consumidor	CDE Eletrobrás	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	(24.850)	471.206	446.356	60.445	(87.468)	4.351	-	-	(84.292)	512.277	(172.885)	339.393
CVA (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CDE (**)	(212.459)	138.784	(73.674)	(41.126)	62.159	3.597	-	-	(84.292)	12.804	(146.140)	(133.336)
Custos energia elétrica	(1.300.078)	(982.670)	(2.282.748)	(1.179.222)	2.088.417	(190.924)	-	-	-	(726.773)	(837.703)	(1.564.477)
ESS e EER (***)	(560.370)	321.176	(239.194)	339.332	83.847	(37.237)	-	-	-	250.723	(103.975)	146.748
Proinfa	3.491	91.114	94.605	(58.779)	(67.088)	(1.966)	-	-	-	(1.415)	(31.813)	(33.228)
Rede básica	408.404	70.216	478.620	722.518	(423.100)	77.373	-	-	-	620.631	235.179	855.811
Repasse de Itaipu	597.536	756.556	1.354.092	(512.157)	(1.139.237)	56.608	-	-	-	(346.078)	105.386	(240.693)
Transporte de Itaipu	31.388	2.971	34.359	98.738	(30.802)	6.926	-	-	-	86.378	22.842	109.220
Neutralidade dos encargos setoriais	(127.901)	(29.354)	(157.255)	(181.171)	164.136	(4.967)	-	-	-	(123.443)	(55.814)	(179.257)
Sobrecontratação	1.135.535	102.413	1.237.948	871.761	(825.799)	94.940	-	-	-	739.696	639.154	1.378.850
Bandeira Tarifária Faturada	(397)	-	(397)	151	-	-	-	-	-	(245)	-	(245)
Outros componentes financeiros	251.537	(797.149)	(545.612)	5.329	1.546.417	62.059	(2.539.421)	3.290	-	(245.250)	(1.222.689)	(1.467.939)
Total	226.687	(325.943)	(99.256)	65.774	1.458.949	66.410	(2.539.421)	3.290	(84.292)	267.028	(1.395.574)	(1.128.546)
Ativo circulante			230.816									293.066
Ativo não circulante			214.133									200.111
Passivo circulante			(281.398)									(1.163.287)
Passivo não circulante			(262.806)									(458.436)

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

(**) Conta de desenvolvimento energético

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

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 - no reajuste tarifário anual de 2023 das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Paulista, RGE e CPFL Piratininga, foi considerado o passivo setorial decorrente de créditos de PIS/COFINS referente exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, no valor de R\$ 2.539.421, conforme Resolução Homologatória ("REH") nº 3,178, nº 3.183, nº 3.206 e nº 3.277, respectivamente. Este valor estava registrado em "Outras contas a pagar - PIS/COFINS devolução consumidores" e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais em 2023, (ii) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, valores em constituição e valores já homologados em revisão tarifária periódica e que passaram a ser amortizados pelo prazo de vigência da revisão; e (iii) diferimento de ativos regulatórios (Parcela B), entre outros.

(10) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

10.1 Composição dos (débitos) e créditos fiscais

	Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022
Crédito (Débito) de contribuição social		
Bases negativas	154.728	172.001
Benefício fiscal do intangível incorporado	58.401	66.178
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(736.853)	(733.928)
Subtotal	(523.724)	(495.748)
Crédito (Débito) de imposto de renda		
Prejuízos fiscais	429.206	479.984
Benefício fiscal do intangível incorporado	183.015	209.449
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(2.033.168)	(2.025.447)
Subtotal	(1.420.947)	(1.336.014)
Crédito (Débito) de PIS e COFINS		
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(48.468)	(47.077)
Total	(1.993.138)	(1.878.839)
Total crédito fiscal	325.404	247.816
Total débito fiscal	(2.318.542)	(2.126.655)

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			
	31/12/2023		31/12/2022	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
CPFL Paulista	18.117	50.326	22.743	63.175
CPFL Piratininga	5.004	17.173	6.039	20.726
RGE	35.280	109.916	37.396	118.657
CPFL Renováveis	-	5.600	-	6.892
Total	58.401	183.015	66.178	209.449

10.3 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis / tributáveis

	Consolidado					
	31/12/2023			31/12/2022		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	110.830	307.860	-	92.005	255.567	-
Entidade de previdência privada	2.307	6.408	-	19.087	53.019	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	41.229	114.524	-	39.848	110.689	-
Provisão energia livre	12.640	35.112	-	11.338	31.495	-
Programas de P&D e eficiência energética	11.619	32.274	-	12.243	34.008	-
Provisão relacionada a pessoal	9.989	27.747	-	7.786	21.627	-
Derivativos	(13.818)	(38.383)	-	(58.508)	(162.521)	-
Registro da concessão - ajuste do intangível	(2.247)	(6.242)	-	(2.933)	(8.147)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(525.685)	(1.460.236)	-	(437.502)	(1.215.282)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo contratual	(188.721)	(510.954)	(48.438)	(162.412)	(438.274)	(46.974)
Perdas atuariais	25.153	69.870	-	25.153	69.870	-
Marcação a Mercado - Derivativos	(1.906)	(5.294)	-	40.556	112.655	-
Marcação a Mercado - Dívidas	(19.817)	(55.047)	-	(50.947)	(141.518)	-
Outros	(3.879)	(10.724)	(30)	(61.478)	(170.721)	(104)
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado						
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído	(32.808)	(91.134)	-	(35.978)	(99.940)	-
Perdas atuariais	77.562	215.453	-	100.095	278.043	-
Marcação a Mercado - Derivativos	103	286	-	231	641	-
Marcação a Mercado - Dívidas	(1.350)	(3.752)	-	(2.037)	(5.657)	-
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - combinação de negócios						
Impostos diferidos - ativo:						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	12.007	33.352	-	13.271	36.863	-
Valor justo de ativo imobilizado (menos valia de ativos)	13.405	37.237	-	14.592	40.533	-
Impostos diferidos - passivo:						
Mais valia decorrente da apuração de custo atribuído	(15.767)	(43.799)	-	(16.056)	(44.602)	-
Mais valia decorrente da Aquisição do controle da Enercan	(86.372)	(239.917)	-	(105.963)	(294.343)	-
Intangível - direito de exploração/autorização em controladas indiretas adquiridas	(157.550)	(437.314)	-	(172.542)	(478.958)	-
Outras diferenças temporárias	(3.778)	(10.494)	-	(3.778)	(10.494)	-
Total	(736.853)	(2.033.168)	(48.468)	(733.928)	(2.025.447)	(47.077)

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	
2024	457.610
2025	254.225
2026	278.148
2027	481.618
2028	40.559
2029 a 2031	121.523
2032 a 2034	30.530
Total	1.664.211

10.5 Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2023 e 2022:

	Controladora			
	2023		2022	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	5.579.957	5.579.957	5.125.080	5.125.080
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Resultado de participações societárias	(5.636.482)	(5.636.482)	(5.225.740)	(5.225.740)
Amortização de intangível adquirido	(13.528)	-	(13.528)	-
Juros sobre o capital próprio	257.780	257.780	191.450	191.450
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	19.443	26.198	16.103	21.847
Base de cálculo	207.170	227.453	93.365	112.637
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(18.646)	(56.863)	(8.403)	(28.159)
Ajustes de créditos fiscais	5.592	17.061	2.552	8.516
Total	(13.054)	(39.802)	(5.851)	(19.643)
Corrente	(13.190)	(40.181)	(5.954)	(19.929)
Diferido	136	379	103	286

	Consolidado			
	2023		2022	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	8.022.782	8.022.782	7.319.648	7.319.648
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Resultado de participações societárias	(318.708)	(318.708)	(490.530)	(490.530)
Amortização de intangível adquirido	82.547	96.636	41.330	62.756
Efeito regime lucro presumido	(746.921)	(843.188)	(697.045)	(789.884)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	220.560	220.560	201.602	201.602
Ajuste a valor justo em investimento	49.607	49.607	(640.305)	(640.305)
Transação tributária - contencioso judicial	-	-	455.013	546.527
Provisão para perda ao valor recuperável	334.193	334.193	-	-
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	79.312	12.752	534.191	475.918
Base de cálculo	7.723.371	7.574.634	6.723.905	6.685.733
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(695.103)	(1.893.658)	(605.151)	(1.671.433)
Ajustes de créditos fiscais	26.777	78.374	45.308	132.752
(Provisão) reversão para riscos fiscais	(227)	(1.784)	(1.234)	(1.075)
Total	(668.553)	(1.817.068)	(561.078)	(1.539.757)
Corrente	(637.899)	(1.724.695)	(427.676)	(1.170.942)
Diferido	(30.654)	(92.373)	(133.402)	(368.815)

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\$ 123.027 (R\$ 502.217 em 2022) refere-se principalmente a (i) prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 68.051 (R\$ 100.968 em 2022); (ii) despesas com realização benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 34.211 (R\$ 34.213 em 2022) e (iii) despesas com diferenças temporárias de R\$ 20.765 (R\$ 367.036 em 2022).

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 2023 e 2022 foram os seguintes:

	Consolidado			
	2023		2022	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	301.534	301.534	(883.967)	(883.967)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(29.837)	(29.837)	28.785	28.785
Base de cálculo	271.697	271.697	(855.182)	(855.182)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(24.453)	(67.924)	76.966	213.796
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	47.306	131.404	(40.485)	(114.031)
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	22.853	63.480	36.481	99.765
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	1.713	1.713	17.393	17.393
Custo atribuído de ativo imobilizado	40.321	40.321	41.097	41.097
Subtotal	42.034	42.034	58.490	58.490
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(3.783)	(10.509)	(5.264)	(14.622)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	19.070	52.971	31.217	85.144

10.7 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31 de dezembro de 2023, a controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não reconhecidos no montante de R\$ 93.709, 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 2023, as controladas que possuem tais créditos não registrados são CPFL Brasil R\$ 121.489, Sul Geradora R\$ 72.775, CPFL Telecom R\$ 35.009 e controladas da CPFL Renováveis R\$ 39.286. Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31/12/2021	13.281.686
Não circulante	13.281.686
Transferência - ativo contratual	3.594.739
Transferência - ativo intangível	(13.957)
Ajuste ao valor justo	1.449.690
Baixas	(110.151)
Saldo em 31/12/2022	18.202.007
Não circulante	18.202.007
Ajuste ao valor justo	1.066.824
Transferência - ativo contratual	2.512.521
Transferência - ativo intangível	(33.765)
Baixas	(130.066)
Saldo em 31/12/2023	21.617.521
Não circulante	21.617.521

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 26) no resultado do exercício.

Em 2023, as baixas de R\$ 130.066 (R\$ 110.151 em 2022) referem-se tanto à baixa do ativo de R\$ 68.604 (R\$ 61.834 em 2022) como à baixa de sua respectiva atualização de R\$ 61.462 (R\$ 48.317 em 2022).

(12) OUTROS ATIVOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Adiantamentos - Plano de previdência privada	13.197	7.544	-	-
Adiantamentos - fornecedores	15.935	52.686	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	80.396	67.582	8.387	19.973
Ordens em curso	433.420	458.867	11.950	13.453
Serviços prestados a terceiros	20.063	33.647	-	-
Contratos de pré-compra de energia	-	-	17.976	269
Despesas antecipadas	196.655	115.997	58.348	13.826
Contas a receber - CDE	336.895	216.754	-	-
Adiantamentos a funcionários	29.526	25.085	-	-
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	4.462	4.445	-	-
Outros	346.313	263.251	280.653	239.518
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(38.378)	(39.040)	-	-
Total	1.438.485	1.206.817	377.313	287.039

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 23).

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

Despesas antecipadas - refere-se principalmente a antecipação de despesas com PROINFA e licença de *software*.

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

(13) INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial				
Pelo patrimônio líquido da controlada e controlada em conjunto	17.957.758	15.011.538	516.376	614.765
Adiantamento para futuro aumento de capital	59.000	1.043.120	-	-
Subtotal	18.016.758	16.054.658	516.376	614.765
Mais valia de ativos, líquidos	268.394	341.938	4.285	7.743
Ágio de rentabilidade futura	6.054	6.054	-	-
Total	18.291.206	16.402.651	520.662	622.508

13.1 Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial

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

Investimento	31/12/2023				31/12/2023	31/12/2022	2023	2022
	Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do exercício	Participação	patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial	
CPFL Paulista	21.010.229	1.378.272	2.229.207	1.544.447	2.229.207	1.193.678	1.544.447	707.238
CPFL Piratininga	7.774.802	267.673	592.154	542.941	592.154	366.553	542.941	512.992
CPFL Santa Cruz	2.149.846	218.756	514.590	102.347	514.590	442.243	102.347	103.407
RGE	17.661.556	2.853.248	4.711.287	1.114.694	4.176.401	3.517.956	1.004.802	952.937
CPFL Geração	5.080.416	1.322.783	4.220.527	1.171.358	4.220.527	4.044.252	1.171.358	2.042.978
CPFL Renováveis	9.324.468	2.632.292	4.786.008	1.360.024	2.352.323	2.830.016	668.452	635.148
CPFL Jaguarí Geração	37.041	40.108	36.990	452	36.990	25.432	452	(14.676)
CPFL Brasil	4.575.829	2.382.448	3.191.680	526.192	3.191.680	3.091.351	526.192	242.628
CPFL Planalto	5.775	630	4.914	4.284	4.914	5.039	4.284	4.409
CPFL Serviços	401.114	150.929	198.677	12.723	419.406	188.900	12.723	7.269
CPFL Atende	24.911	7.167	16.588	2.254	16.589	14.335	2.254	1.150
CPFL Infra	19.735	299	8.317	7.720	8.317	6.547	7.720	5.950
CPFL Pessoas	22.254	811	16.329	15.356	16.329	12.834	15.356	11.861
CPFL Finanças	34.081	385	27.300	26.838	27.300	17.105	26.838	20.643
CPFL Supre	15.038	826	10.529	9.539	10.530	5.926	9.539	10.807
CPFL Telecom	4.204	1.928	3.648	339	3.648	3.613	339	320
CPFL Eficiência	-	-	-	7.019	-	155.650	7.019	9.761
AUTHI	14.875	6.400	14.591	1.942	14.591	14.096	1.942	1.446
Alesta	185.313	95.000	176.657	60.903	176.657	118.647	60.903	44.116
Clion	4.998	4.242	4.603	119	4.603	484	119	224
Subtotal Investimento - pelo patrimônio líquido da controlada					18.016.758	16.054.658	5.710.026	5.300.608
Amortização da mais valia de ativos					-	-	(73.544)	(74.867)
Total					18.016.758	16.054.658	5.636.482	5.225.740
Investimento					17.957.758	15.011.538		
Adiantamento para futuro aumento de capital					59.000	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\$ 73.544 (R\$ 74.867 em 2022) 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 2023 e 2022 é como segue:

Investimento	Investimento em 31/12/2022	Aumento (Redução) / 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 31/12/2023
CPFL Paulista	1.193.678	-	1.544.447	(74.687)	(434.232)	-	-	2.229.207
CPFL Piratininga	366.553	-	542.941	(4.680)	(312.659)	-	-	592.154
CPFL Santa Cruz	442.243	-	102.347	-	(30.000)	-	-	514.590
RGE	3.517.956	-	1.004.802	17.762	(364.119)	-	-	4.176.401
CPFL Geração	4.044.252	(700.000)	1.171.358	1.172	(296.548)	-	294	4.220.527
CPFL Renováveis	2.830.016	(688.100)	668.452	1.212	(459.541)	-	284	2.352.323
CPFL Jaguarí Geração	25.432	-	452	-	11.106	-	-	36.990
CPFL Brasil	3.091.351	-	526.192	(299.747)	(124.971)	-	(1.145)	3.191.680
CPFL Planalto	5.039	-	4.284	-	(4.409)	-	-	4.914
CPFL Serviços (*)	188.900	-	12.723	-	(2.946)	-	220.729	419.406
CPFL Atende	14.335	-	2.254	-	-	-	-	16.589
CPFL Infra	6.547	-	7.720	-	(5.950)	-	-	8.317
CPFL Pessoas	12.834	-	15.356	-	(11.861)	-	-	16.329
CPFL Finanças	17.105	-	26.838	-	(16.643)	-	-	27.300
CPFL Supri	5.926	-	9.539	-	(4.935)	-	-	10.530
CPFL Telecom	3.613	-	339	-	(304)	-	-	3.648
CPFL Eficiência (*)	155.650	-	7.019	-	(940)	59.000	(220.729)	-
AUTHI	14.096	-	1.942	-	(1.446)	-	-	14.591
Alesta	118.647	-	60.903	-	(2.893)	-	-	176.657
Clion	484	4.000	119	-	-	-	-	4.603
	16.054.658	(1.384.100)	5.710.025	(358.968)	(2.063.291)	59.000	(568)	18.016.758

(*) Em de 29 de dezembro de 2023, a CPFL Serviços celebrou, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da CPFL Eficiência, sendo esta empresa do mesmo grupo econômico e controlada direta da CPFL Energia. O objetivo da referida operação foi a maior eficiência operacional, administrativa e financeira, com a racionalização e maximização de resultados. Efetivada a incorporação, a CPFL Eficiência fora extinta e sucedida pela CPFL Serviços em todos os seus direitos, bens e obrigações. O valor do acervo incorporado foi de R\$ 158.616.

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

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

Investimento	31/12/2023	31/12/2022	2023	2022
	Participação patrimonial líquida		Resultado de equivalência patrimonial	
Baesa	113.621	127.288	(2.665)	(1.381)
Enercan	-	-	-	194.229
Chapecoense	144.776	186.139	241.008	223.652
EPASA	207.772	254.550	76.678	72.431
CSC-Central de Serv.Compartilhados S/A	1.555	1.093	465	379
Investimentos CPFL Transmissão	48.654	45.696	3.799	1.799
Mais valia de ativos líquidos	4.285	7.743	(577)	(579)
	520.662	622.508	318.708	490.530

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 2023 e 2022 os seguintes saldos a receber das controladas abaixo, referentes a dividendo e JCP:

Controlada	Controladora					
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio		Total	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
CPFL Paulista	-	55.957	35.360	112.200	35.360	168.157
CPFL Piratininga	-	-	7.395	23.375	7.395	23.375
CPFL Santa Cruz	-	8.852	12.920	17.000	12.920	25.852
RGE	237.723	165.309	-	-	237.723	165.309
CPFL Geração	271.590	367.557	21.250	7.650	292.840	375.207
Jaguarí de Geração	-	11.106	-	-	-	11.106
CPFL Brasil	124.971	57.624	-	-	124.971	57.624
CPFL Serviços	2.946	25.630	629	-	3.575	25.630
CPFL Atende	-	-	-	808	-	808
CPFL Eficiência	-	-	-	1.700	-	1.700
AUTHI	-	10.000	-	-	-	10.000
CPFL Renováveis	165.677	-	-	-	165.677	-
Alesta	2.893	2.095	-	-	2.893	2.095
	805.800	704.130	77.554	162.733	883.352	866.863

No consolidado, o saldo de dividendo e JCP a receber de R\$ 10.286 em 31 de dezembro de 2023 e R\$ 5.114 em 31 de dezembro de 2022, refere-se basicamente aos empreendimentos controlados em conjunto.

Após deliberações das AGOs/AGEs de suas controladas diretas, a Companhia registrou em 2023 o montante de R\$ 391.916 a título de dividendo e juros sobre capital próprio a receber referentes ao exercício de 2022. Adicionalmente, as controladas declararam em 2023, referente aos resultados de 2023 e/ou reversão de reservas estatutárias, (i) R\$ 1.413.595 como dividendo e (ii) R\$ 219.113 como JCP.

No exercício de 2023, o montante total de R\$ 2.008.135 foram pagos pelas controladas para a Companhia.

13.4 Combinação de negócios

13.4.1 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, destacava-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 passou a ser controladora da Enercan uma vez que a empresa passou a deter a maioria das ações, o que lhe deu 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 sua 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 em 2022 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 aquisição complementar de 3,39% das ações pela 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 transferida

A contraprestação transferida foi de R\$50.464, paga em caixa, em parcela única, em 17 de novembro de 2022. Esta contraprestação não sofreu nenhum tipo de reajuste, por exemplo, por variações de capital de giro e de dívida líquida. Além disso, não houve 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 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 2023, a alocação final foi apurada (em linha com o pronunciamento técnico CPC 15 (R1) / IFRS 3), sem alterações com relação à alocação inicial. Todo o processo de mensuração e alocação foi efetuado com base em laudo contratado por especialista externo, e a mensuração do valor justo foi efetuada de forma definitiva para o exercício finalizado em 2023. 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 foram confirmados após a conclusão de laudo de avaliação econômico-financeiro por avaliador independente.

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 alocada a ativos identificados e passivos assumidos, nenhum valor residual foi alocado como ágio ("*goodwill*") nesta transação.

Fora do âmbito do Valor Justo total identificado na transação, nas demonstrações financeiras individuais da adquirente foi apurado um "Intangível de Combinação de Negócios" no montante de R\$ 236.715, cuja contabilização provisória da combinação de negócios em 2022 havia sido como "Goodwill", em contrapartida a um passivo fiscal diferido. Ambos os efeitos foram classificados na controladora, no grupo de Investimentos no ativo em atendimento ao ICPC 09 (R2). Os efeitos fiscais diferidos existem 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 a respectiva contabilização final de um passivo fiscal diferido sobre a mais-valia alocada principalmente ao ativo imobilizado, sendo que o Intangível de Combinação de Negócios total nas demonstrações financeiras consolidadas registrado em contrapartida a este passivo fiscal diferido foi de R\$ 447.697 (R\$ 430.032 na alocação inicial).

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

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

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 CPFL Geração (adquirente) possa ser indenizada.

e) Passivos contingentes reconhecidos

Apresentamos abaixo os passivos contingentes reconhecidos 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.

f) 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.

g) 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 transferida foi de R\$ 50.464, a movimentação de caixa líquido na aquisição foi um aumento de caixa, no consolidado, de R\$ 96.887.

h) 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 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 o 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 31/12/2021	113.593	-	40.836	68.451	88.949	1.347.844	1.659.677
Participação acionária e no capital votante	35,00%	47,88%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	33,92%	
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	-	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%	3,15%	
Resultado atribuído aos acionistas não controladores	(2.601)	37.077	21.352	1.006	(49.988)	3.216	10.061
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	-	-	43	-	1.145	1.190
Dividendos	5.111	(163.062)	(21.794)	(2.957)	9.897	-	(172.805)
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado	-	-	-	-	-	-	-
Outras movimentações	-	2.176	(4.000)	-	(396)	(284)	(2.504)
Saldo em 31/12/2023	101.843	871.311	36.956	64.789	23.687	20.699	1.119.287
Participação acionária e no capital votante	35,00%	47,88%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	2,23%	

(*) Em 31 de dezembro de 2021 a controlada indireta Cone Sul detinha 66,08% da CPFL Transmissão, que por sua vez detinha 94,22% da TESP. Em 31 de dezembro de 2022 a Cone Sul adquiriu a participação restante na CPFL Transmissão que por sua vez aumentou a participação na TESP para 96,85%. Em 31 de dezembro de 2023 a participação da CPFL Transmissão na TESP é de 97,77%.

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 2023 e 2022 são como segue:

Balanco patrimonial

	31/12/2023						31/12/2022					
	CERAN	ENERCAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CERAN	ENERCAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado
Ativo circulante	96.612	431.059	1.393.098	14.876	87.345	15.422	103.120	317.077	1.195.443	19.187	57.870	10.811
Caixa e equivalentes de caixa	74.778	100.469	374.296	2.649	34.209	8.552	71.365	78.697	268.915	5.102	22.036	1.155
Ativo não circulante	700.926	2.270.150	5.970.735	83.252	475.215	50.539	732.634	2.872.743	5.180.689	87.441	492.996	105.531
Passivo circulante	303.869	266.340	647.414	5.741	74.995	6.390	332.825	400.674	616.597	3.134	45.128	29.270
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	-	19.008	-	11.632	4.037	-	-	83.430	-	17.716	-
Outros passivos financeiros	29.590	-	146.900	1.269	9.605	1.238	30.567	-	73.270	1.294	565	4.074
Passivo não circulante	202.688	596.844	3.962.237	-	137.847	908	219.120	710.869	2.437.835	-	140.232	856
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	-	2.129.313	-	101.795	-	-	-	977.537	-	107.092	-
Outros passivos financeiros	133.929	-	-	-	-	-	143.959	-	-	-	-	-
Patrimônio líquido	290.980	1.838.026	2.754.182	92.388	349.718	58.664	283.809	2.078.277	3.321.701	103.494	365.507	86.216
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores	189.137	966.715	2.733.483	55.432	284.929	34.977	184.476	1.083.157	3.305.080	62.096	298.810	22.043
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	101.843	871.311	20.699	36.956	64.789	23.687	99.333	995.120	16.621	41.398	66.697	64.173

Demonstração do resultado

	2023						2022					
	CERAN	ENERCAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CERAN	ENERCAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado
Receita operacional líquida	107.764	1.007.075	1.792.452	66.008	112.741	18.528	255.020	180.957	1.413.484	70.504	110.218	36.751
Custo e despesa operacional	(78.610)	(508.431)	(792.409)	(5.567)	(36.654)	(71.605)	(95.716)	(43.071)	(549.034)	(5.566)	(29.536)	(63.109)
Depreciação e amortização	(42.051)	(173.344)	(57.811)	(5.359)	(23.882)	(2.876)	(41.557)	(23.843)	(70.121)	(6.458)	(26.888)	(1)
Receita de juros	9.308	20.114	51.341	745	6.142	393	5.891	3.584	38.857	738	5.272	830
Despesa de juros	(9.379)	(1.473)	(365.185)	-	(6.773)	(405)	(25.602)	294	(208.124)	-	(11.836)	-
Despesa de imposto sobre a renda	4.571	(237.568)	(192.761)	(2.344)	(5.632)	(28.799)	(42.454)	(256.693)	(2.487)	(5.179)	(5.179)	(2.778)
Lucro (prejuízo) líquido	(7.432)	97.952	521.463	53.379	42.351	(50.006)	58.412	75.135	484.669	57.652	41.279	(24.241)
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores	(4.831)	60.875	518.248	32.027	41.345	(18)	37.968	39.159	436.189	34.591	40.229	(14.528)
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores	(2.601)	37.077	3.216	21.352	1.006	(49.988)	20.444	35.976	48.479	23.061	980	(9.713)

13.5.3 Empreendimentos controlados em conjunto

As informações financeiras resumidas dos empreendimentos controlados em conjunto, em 31 de dezembro de 2023 e 2022, são como segue:

Balanco patrimonial

	31/12/2023			31/12/2022		
	Baesa	Chapecoense	Epasa	Baesa	Chapecoense	Epasa
Ativo circulante	52.839	410.738	415.233	67.841	542.591	450.784
Caixa e equivalentes de caixa	13.099	222.719	243.076	21.333	381.283	299.182
Ativo não circulante	1.013.972	2.202.641	95.258	1.070.100	2.351.441	188.837
Passivo circulante	110.840	619.332	81.740	86.232	592.312	96.719
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	234.447	-	-	235.203	-
Outros passivos financeiros	68.586	141.833	5.528	73.479	142.306	6.681
Passivo não circulante	501.595	1.706.804	39.254	542.675	1.936.742	65.711
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	653.355	-	-	877.391	-
Outros passivos financeiros	414.639	1.044.375	-	448.501	1.050.961	-
Patrimônio líquido	454.375	287.243	389.497	509.033	364.978	477.191

Demonstração do resultado

	31/12/2023			31/12/2022		
	Baesa	Chapecoense	Epasa	Baesa	Chapecoense	Epasa
Receita operacional líquida	195.121	1.271.750	352.131	323.099	1.194.081	311.259
Custo e despesa operacional	(142.993)	(273.892)	(112.451)	(213.034)	(251.257)	(82.602)
Depreciação e amortização	(57.559)	(103.200)	(92.690)	(57.154)	(106.633)	(91.322)
Receita de juros	4.313	46.393	31.221	6.208	60.309	33.592
Despesa de juros	(16.010)	(178.594)	-	(67.854)	(224.185)	(4.101)
Despesa de imposto sobre a renda	6.798	(277.168)	(32.809)	4.057	(222.078)	(31.458)
Lucro (prejuízo) líquido	(10.658)	446.913	143.745	(5.524)	438.534	135.783
Participação acionária e no capital votante	25,01%	51,00%	53,34%	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							
	Terrenos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	Total
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)
Adições	-	-	-	-	-	-	671.474	671.474
Baixas	-	(1.493)	(11.452)	(163.242)	(17.959)	(78)	(147.886)	(342.110)
Transferências	(1.677)	13.157	(19.885)	209.229	12.149	1.186	(214.161)	-
Depreciação	(4.289)	(71.411)	(47.439)	(451.888)	(16.826)	(945)	-	(592.797)
Baixa da depreciação	-	949	3.507	112.030	2.764	59	-	119.310
Provisão para redução ao valor recuperável	(521)	(268.028)	(32.807)	(32.827)	-	(9)	-	(334.193)
Saldo em 31/12/2023	170.193	2.361.619	909.517	5.617.278	41.175	14.239	1.021.728	10.135.751
Custo histórico	247.816	4.014.682	1.825.633	11.314.243	164.408	35.706	1.021.728	18.740.376
Depreciação acumulada	(77.623)	(1.653.063)	(916.116)	(5.696.965)	(123.233)	(21.467)	-	(8.604.625)
Taxa média de depreciação 2022	3,86%	2,56%	4,59%	4,07%	12,09%	3,78%		
Taxa média de depreciação 2023	3,86%	2,71%	3,80%	4,06%	12,19%	2,77%		

O saldo de imobilizado em curso em 31 de dezembro de 2023 e de 2022 no consolidado refere-se principalmente a obras em andamento referente aos projetos da controlada CPFL Renováveis com imobilizado em curso de R\$ 867.703 em 31 de dezembro de 2023 (R\$ 595.324 em 31 de dezembro de 2022), com destaque para construção da PCH Cherobim e 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 os exercícios de 2023 e 2022 não houve juros capitalizados sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1) e IAS 23.

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

Em 31 de dezembro de 2023, o valor total de ativos imobilizados concedidos em garantia a empréstimos e financiamentos, conforme mencionado na nota 18, é de aproximadamente R\$ 550.986 (R\$ 602.386 em 31 de dezembro de 2022), sendo o principal montante relacionado à controlada CPFL Renováveis.

Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

Anualmente o Grupo avalia eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação, em linha com o CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos. Tal avaliação é 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 o ano de 2023, a Companhia identificou indicativos relacionados às condições hidrológicas de alta oferta no País para os negócios de algumas Unidades Geradoras de Caixa (“UGCs”) do segmento de geração de energia, o que gerou uma mudança na projeção de geração de caixa destes ativos. O valor recuperável dessas UGCs, de R\$ 3.236.877, foi calculado com base no valor em uso de cada unidade geradora de caixa, utilizando a abordagem do fluxo de caixa livre para o acionista, técnica de avaliação que reflete o fluxo de caixa futuro de cada projeto. A Administração se baseou em premissas do orçamento plurianual, informações de mercado disponíveis e em desempenho em períodos anteriores.

As premissas utilizadas para cálculo do fluxo de caixa descontado de cada projeto, incluíram: (i) expectativas de volume de geração de energia; (ii) expectativas em relação aos preços futuros de energia; (iii) disponibilidade de capacidade de geração de energia; (iv) período de concessão/autorização; e (v) outras condições de mercado. A taxa de desconto utilizada pela Companhia foi de aproximadamente 11%.

Como resultado dos testes realizados foi reconhecido, em dezembro de 2023, para sua UGC Enercan, provisão para perdas no valor de R\$ 334.193. Esta perda foi alocada na demonstração de resultado na rubrica “Outras Despesas Operacionais” (nota explicativa 28).

Para as demais UGCs não houve necessidade de reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável dos seus ativos imobilizados e tampouco de seus ativos intangíveis de combinação de negócios.

No exercício de 2022 não houve necessidade de provisão para recuperação de ativos.

(15) ATIVO CONTRATUAL

	Distribuição	Transmissão	Consolidado
Saldo em 31/12/2020	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	1.971.872	5.137.038	7.108.910
Adições	3.835.530	879.534	4.715.064
Transferência - intangível em serviço	(722.747)	-	(722.747)
Transferência - ativo financeiro	(2.512.521)	-	(2.512.521)
Remuneração e Atualização	-	602.241	602.241
Amortização	-	(686.906)	(686.906)
Outros	-	(44.617)	(44.617)
Saldo em 31/12/2023	2.572.134	6.596.512	9.168.646
Circulante	-	746.783	746.783
Não circulante	2.572.134	5.849.729	8.421.862

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 2023 e 2022 não houve necessidade de provisão de recuperação.

(16) INTANGÍVEL

	Consolidado					Total
	Ágio	Direito de concessão			Outros ativos intangíveis	
		Adquirido em combinações de negócios	Infraestrutura de distribuição - em serviço	UBP/Intangível de concessão		
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)
Adições	17.664	-	-	-	18.834	36.498
Amortização	-	(355.349)	(1.103.285)	(11.195)	(48.019)	(1.517.847)
Transferência - ativo contratual	-	-	722.747	-	1.120	723.866
Transferência - ativo financeiro	-	-	33.765	-	-	33.765
Baixa e transferência - outros ativos	(447.697)	447.697	(83.229)	-	(14.624)	(97.853)
Baixa e transferência - outros	-	(112.009)	-	-	-	(112.009)
Saldo em 31/12/2023	6.115	3.256.404	5.152.429	250.884	307.932	8.973.764
Custo histórico	6.152	8.551.392	16.022.776	302.745	615.181	25.610.254
Amortização acumulada	(37)	(5.294.988)	(10.870.347)	(51.861)	(307.249)	(16.636.490)

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 2023, como conclusão da apuração final da combinação de negócios da controlada Enercan (nota 13), o montante de R\$ 447.697, inicialmente reconhecido como Ágio foi reclassificado para 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 2023 foram capitalizados R\$ 38.858 (R\$ 53.547 em 2022) a uma taxa média de 7,28% a.a. (7,13% a.a. em 2022).

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	
	31/12/2023		31/12/2022		2023	2022
	Custo Histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido		
Intangível adquirido em combinações de negócio						
Intangível adquirido não incorporado						
CPFL Paulista	304.861	(266.915)	37.947	47.932	3,28%	3,28%
CPFL Piratininga	39.065	(32.808)	6.257	7.552	3,31%	3,31%
RGE	3.768	(3.073)	695	871	4,67%	4,67%
CPFL Geração	54.555	(46.559)	7.996	9.841	3,38%	3,38%
Jaguari Geração	7.896	(5.469)	2.427	2.696	3,41%	3,41%
CPFL Renováveis	3.653.906	(1.866.496)	1.787.410	1.945.465	4,33%	4,55%
CPFL Transmissão	720.246	(76.261)	643.985	677.880	4,71%	5,19%
Enercan	335.688	(34.191)	301.500	-	10,19%	-
Subtotal	5.119.986	(2.331.773)	2.788.215	2.692.236		
Intangível adquirido já incorporado						
RGE	1.433.007	(1.231.492)	201.515	253.571	3,63%	3,63%
CPFL Renováveis	426.450	(383.262)	43.188	53.154	2,34%	2,34%
Subtotal	1.859.457	(1.614.754)	244.703	306.725		
Intangível adquirido já incorporado - recomposto						
CPFL Paulista	1.074.026	(947.892)	126.134	158.339	3,00%	3,00%
CPFL Piratininga	115.762	(97.220)	18.542	22.378	3,31%	3,31%
Jaguari Geração	15.275	(11.136)	4.139	4.599	3,01%	3,01%
RGE	366.887	(292.214)	74.673	91.789	4,67%	4,67%
Subtotal	1.571.950	(1.348.461)	223.488	277.104		
Total	8.551.392	(5.294.988)	3.256.404	3.276.065		

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

- **Intangível adquirido não incorporado**

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

- **Intangível adquirido já incorporado**

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

- **Intangível adquirido já incorporado – Recomposto**

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

16.2 Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

Conforme mencionado na nota explicativa 14, 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 2023 e 2022 não houve necessidade de provisão para redução ao valor recuperável dos ativos intangíveis da Companhia.

(17) FORNECEDORES

	Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	68.633	1.574
Suprimento de energia elétrica	1.764.180	1.661.939
Encargos de uso da rede elétrica	559.269	492.104
Materiais e serviços	1.077.528	885.473
Energia livre	222.880	186.678
Total	3.692.489	3.227.768
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica	397.008	413.822
Materiais e serviços	414	11.122
Total	397.422	424.945

(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Consolidado						
	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pré Fixado	1.808	-	(1.806)	12	-	(14)	-
Pós Fixado							
TJLP	402.853	-	(71.973)	32.930	-	(29.179)	334.632
IPCA	5.448.388	80.000	(399.239)	476.618	-	(237.346)	5.368.421
CDI	1.165.179	-	(52.801)	157.997	-	(3.675)	1.266.700
IGP-M	13.250	-	(12.920)	211	-	(541)	-
Gastos com captação	(39.628)	-	-	8.889	-	-	(30.739)
Subtotal	6.991.850	80.000	(538.739)	676.657	-	(270.755)	6.939.013
Mensuradas ao valor justo							
Pré Fixado	578.983	-	-	38.581	-	(38.581)	578.983
Marcação a mercado	(36.288)	-	-	31.984	-	-	(4.304)
Subtotal	542.695	-	-	70.565	-	(38.581)	574.679
Total moeda nacional	7.534.545	80.000	(538.739)	747.222	-	(309.336)	7.513.692
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	4.898.615	1.448.290	(1.751.505)	144.091	(306.988)	(141.166)	4.291.337
Euro	1.614.653	81.564	(1.119.220)	12.753	(17.865)	(4.609)	567.276
Iene	-	1.461.000	-	4.946	(163.240)	(5.578)	1.297.128
Marcação a mercado	(280.146)	-	-	122.089	-	-	(158.057)
Total moeda estrangeira	6.233.122	2.990.854	(2.870.725)	283.880	(488.093)	(151.353)	5.997.684
Total	13.767.666	3.070.854	(3.409.464)	1.031.102	(488.093)	(460.689)	13.511.377
Circulante	3.362.615						3.531.710
Não Circulante	10.405.052						9.979.666

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

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. Em 31 de dezembro de 2023, os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 162.361 (ganho de R\$ 316.434 em 31 de dezembro 2022), que reduzidos das perdas não realizadas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 173.900 (perda de R\$ 302.920 em 31 de dezembro de 2022), contratados para proteção da variação cambial (nota 34), geraram uma perda líquida não realizada de R\$ 11.539 (ganho de R\$ 13.514 em 31 de dezembro de 2022).

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia
		31/12/2023	31/12/2022		
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional					
Pré fixado					
FINEM	Pré fixado de 2,5%	-	242	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	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
		-	1.808		
Pós fixado					
TJLP					
FINEM	TJLP e TJLP + de 1,72% a 3,05%	334.632	402.853	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, denominado Nota do Tesouro Nacional - Série B
		334.632	402.853		
IPCA					
FINEM	IPCA + 4,27% a 4,80%	5.164.034	5.232.592	2020 a 2040	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
BNB	IPCA + de 1,06 a 1,48%	204.387	215.795	2022 a 2044	Fiança Bancária
		5.368.421	5.448.388		
CDI					
Empréstimos bancários	105% do CDI	-	55.205	2012 a 2023	(i) Fiança da CPFL Energia; (ii) Estrutura de ações preferenciais resgatáveis e (iii) Fiança da CPFL Renováveis
Nota Promissória	CDI + 0,96%	1.266.700	1.109.975	2024	Fiança da CPFL Energia
		1.266.700	1.165.179		
IGPM					
Empréstimos bancários	IGPM + 8,63%	-	13.250	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
Gastos com captação (*)		(30.739)	(39.628)		
Subtotal		6.939.013	6.991.850		
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
Marcação a mercado		(4.304)	(36.288)		
Subtotal		574.679	542.695		
Total moeda nacional		7.513.692	7.534.545		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)					
Dólar	US\$ + SOFR + de 0,87% a 0,99% e US\$ + de 0,78% a 5,91%	4.291.337	4.898.615	2023 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Euro	Euro + de 0,69% a 4,22%	567.276	1.614.653	2021 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
lêne	lêne + 1,20%	1.297.128	-	2023 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
		6.155.741	6.513.268		
Marcação a mercado		(158.057)	(280.146)		
Total moeda estrangeira		5.997.684	6.233.122		
Total		13.511.377	13.767.666		

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 50% a 109% do CDI.

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>
2025	1.541.011
2026	3.586.126
2027	2.387.186
2028	1.625.932
2029	537.205
2030 a 2034	267.696
2035 a 2039	125.217
2040 a 2044	51.478
2045 a 2049	1.493
Subtotal	10.123.344
Marcação a mercado	(143.679)
Total	9.979.665

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

<u>Indexador</u>	<u>Varição acumulada %</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>% da dívida</u>	
			<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
TJLP	6,84	6,78	2,5	2,9
IPCA	4,62	5,79	39,5	39,3
CDI	11,65	13,65	58,0	53,7
Outros			0,0	4,0
			100	100

Adições no exercício

<u>Modalidade Empresa</u>	<u>Montantes R\$ mil</u>		<u>Pagamento de juros</u>	<u>Amortização de principal</u>	<u>Destinação do recurso</u>	<u>Encargo financeiro e taxa efetiva anual</u>	<u>Taxa efetiva com derivativo</u>
	<u>Total aprovado</u>	<u>Liberado em 2023</u>					
Moeda estrangeira - Lei 4.131							
CPFL Paulista	1.101.000	1.101.000	Semestral	Parcela única em janeiro de 2026	Capital de giro	YEN + 1,20%	CDI + 1,40%
CPFL Jaguarí	80.000	80.000	Semestral	Parcela única em fevereiro de 2026	Capital de giro	Dolár + 5,91%	CDI + 1,33%
CPFL Brasil	129.408	129.408	Semestral	Parcela única em junho de 2023	Capital de giro	Dolár + 4,80%	CDI + 0,58%
CPFL Jaguarí	152.049	152.049	Semestral	Parcela única em dezembro de 2025	Capital de giro	Dolár + 5,07%	CDI + 1,20%
CPFL Piratininga	344.644	344.644	Semestral	Parcela única em dezembro de 2025	Capital de giro	Dolár + 4,71%	CDI + 1,20%
CPFL Jaguarí	81.564	81.564	Semestral	Parcela única em março de 2025	Capital de giro	Euro + 4,22%	CDI + 1,10%
RGE	177.354	177.354	Semestral	Parcela única em dezembro de 2025	Capital de giro	Dolár + 4,73%	CDI + 1,25%
RGE	148.641	148.641	Semestral	Parcela única em dezembro de 2025	Capital de giro	Dolár + 4,49%	CDI + 1,25%
RGE	360.000	360.000	Semestral	Parcela única em julho de 2026	Capital de giro	YEN + 0,92%	CDI + 1,40%
CPFL Transmissão	416.195	416.195	Semestral	Parcela única em dezembro de 2025	Capital de giro	Dolár + 4,49%	CDI + 1,25%
IPCA - BNDES							
CPFL Renováveis	221.936	80.000	Trimestral	Mensal após Julho de 2024	Investimento	IPCA + 4,18%	Não se aplica
	<u>3.212.791</u>	<u>3.070.854</u>					

Pré-pagamento:

Durante o exercício de 2023 não ocorreram liquidações antecipadas relevantes (R\$ 2.094.306 de notas comerciais em 2022).

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 2023.

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 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 2023.

(19) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Mensuradas ao custo - pós fixado						
CDI	8.414.989	490.000	(858.068)	1.115.409	(1.221.543)	7.940.787
IPCA	912.796	-	(372.879)	70.358	(41.295)	568.980
Gastos com captação	(25.555)	(1.053)	-	6.099	-	(20.509)
Total ao custo	9.302.230	488.947	(1.230.947)	1.191.866	(1.262.838)	8.489.259
Mensuradas ao valor justo - pós fixado						
IPCA	2.625.069	1.750.000	-	284.252	(138.796)	4.520.525
Marcação a mercado	(312.541)	-	-	228.484	-	(84.057)
Total ao valor justo	2.312.528	1.750.000	-	512.736	(138.796)	4.436.469
Total	11.614.758	2.238.947	(1.230.947)	1.704.602	(1.401.634)	12.925.727
Circulante	1.323.011					980.841
Não Circulante	10.291.747					11.944.886

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

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. Em 31 de dezembro de 2023 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 84.057 (ganho de R\$ 312.541 em 31 de dezembro de 2022), que adicionados aos ganhos obtidos não realizados com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 213.320 (perda de R\$ 200.458 em 31 de dezembro de 2022), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 34), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 297.377 (ganho de R\$ 112.083 em 31 de dezembro de 2022).

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia
		31/12/2023	31/12/2022		
Mensuradas ao Custo - Pós Fixado					
CDI	(i) De 107% a 109,75% do CDI (ii) CDI + 0,96% a 1,50%	7.940.787	8.250.396	2021 a 2031	Fiança da CPFL Energia
	De 104,68% a 111,6% do CDI	-	164.592	2021 a 2023	Não existem garantias
IPCA	IPCA + de 4,30% a 6,18%	568.980	912.796	2022 a 2026	Fiança da CPFL Energia
	Gastos com captação	(20.508)	(25.555)		
		8.489.259	9.302.230		
Mensuradas ao valor justo - pós fixado					
IPCA	IPCA + 6,02%	4.520.525	2.625.069	2023 a 2035	Fiança da CPFL Energia
	Marcação a mercado	(84.057)	(312.541)		
	Total	12.925.727	11.614.758		

Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 34. A taxa efetiva das debêntures mensuradas ao custo variam de 107% a 110% do CDI, CDI + 1,12% a 1,59% e IPCA + 4,98% a 5,49%.

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

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2025	53.327
2026	3.823.301
2027	1.984.554
2028	1.049.296
2029	2.046.492
2030 a 2034	3.077.632
Subtotal	12.034.602
Marcação a mercado	(89.717)
Total	11.944.886

Adições no exercício

Modalidade Empresa	Emissão	Quantidade emitida	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Amortização de principal	Encargo financeiro e taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
			Liberado em 2023	Liberado líquido dos gastos de emissão				
Moeda nacional								
CDI								
CPFL Transmissão	04/01/2023	300.000	300.000	298.947	Semestral	Parcela única em dezembro de 2026	CDI + 1,20%	CDI + 0,62%
CPFL Renováveis	15/12/2023	190.000	190.000	190.000	Semestral	Parcela única em dezembro de 2026	CDI + 1,12%	Não se aplica
IPCA								
CPFL Transmissão	09/11/2023	450.000	450.000	450.000	Semestral	3 parcelas anuais a partir de outubro de 2033.	IPCA + 6,1774%	CDI + 0,62%
CPFL Piratininga	09/11/2023	300.000	300.000	300.000	Semestral	3 Parcelas anuais a partir de outubro de 2031	IPCA + 6,1774%	CDI + 0,43% a 1,2%
CPFL Paulista	09/11/2023	750.000	750.000	750.000	Semestral	13ª Emissão - 1ª Série 3 Parcelas anuais a partir de outubro de 2031 e 2ª Série 3 Parcelas anuais a partir de outubro de 2033	IPCA + 6,1774% e IPCA + 6,1753%	CDI + 0,43% a 0,52%
RGE	09/11/2023	250.000	250.000	250.000	Semestral	3 Parcelas anuais a partir de outubro de 2031	IPCA + 6,1774%	CDI + 0,43%
			<u>2.240.000</u>	<u>2.238.947</u>				

Os recursos são destinados à investimentos das controladas.

Pré-pagamento:

Durante o exercício de 2023 não ocorreram liquidações antecipadas relevantes (R\$ 2.314.358 em 2022).

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 2023.

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 2023.

(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)

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

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 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):

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

Em 31 de maio de 2022 foi aprovada alteração no regulamento do plano para saldar o benefício complementar 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 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 oriundo da AES Sul): Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da controlada é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação 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. Sobre o acórdão proferido, as Partes apresentaram no próprio TJRS Embargos de Declaração contra o acórdão de Apelação a fim de obter esclarecimentos, os quais foram desacolhidos. Ato contínuo, todas as partes envolvidas apresentaram recursos Especiais e Extraordinários, respectivamente, ao STJ e STF. Em juízo de admissibilidade, o TJRS inadmitiu todos os Recursos Extraordinários e Especiais apresentados, com exceção do Recurso Especial apresentado pela Fundação Família Previdência. Ainda, ao Recurso da Fundação Família Previdência, atribuiu-se efeito suspensivo para manter vigentes as cláusulas do regulamento do Plano que atribuem às Patrocinadoras a responsabilidade pelo pagamento integral das contribuições extraordinárias, o qual foi posteriormente revogado. Atualmente, foram apresentados Agravos de Instrumento para subida do Recurso Especial e Extraordinário e pedido liminar de efeito suspensivo ao STJ o qual foi acolhido, determinando até julgamento final do Recurso Especial: I) a suspensão da debatida cobrança e/ou pagamento de contribuições no âmbito do Plano CEEEPREV, sem que haja a observância da paridade contributiva; II) admitir a exigibilidade do custeio de metade do déficit constituído anteriormente à prolação da sentença de parcial procedência, suspendendo qualquer bloqueio ou medida constritiva nas contas da requerente, com relação à parte excedente.

Em atendimento as decisões proferidas no Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001, a controlada, desde março de 2022, vem recolhendo sua contribuição extraordinária de forma paritária e a Fundação não tem realizado o tratamento da parcela de equacionamento do déficit que seria devida pelos participantes. Em face da implementação da decisão, a Fundação Família Previdência ajuizou Tutela Cautelar (Processo nº 5179986-58.2023.8.21.0001) na qual requer seja concedida tutela provisória para determinar que o Banrisul promova a execução do Contrato de Garantias em face das Patrocinadoras dos planos de benefício de previdência complementar, conforme termo celebrado entre as partes, transferindo o numerário à conta corrente de titularidade da Fundação, até o limite de R\$ 147.036.919,51, dos quais R\$ 72.430.030,80 são discutidos como dívida da CEEE-T frente ao Plano CEEEPREV. Em análise do pedido liminar, o juiz de primeira instância deferiu a referida medida, limitada a R\$ 145.050.105,01, excluídos os valores da CEEE-G, em face do que a Companhia apresentou o recurso competente. Em 08 janeiro de 2024, abrangido pela decisão liminar concedida pelo STJ na ação nº 5051477-51.2019.8.21.0001, foi proferida decisão que suspende os efeitos da tutela anteriormente deferida e determinou ao Banrisul o desbloqueio dos valores constritos.

O valor envolvido na ação judicial (Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001) 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 de 2022 a dezembro de 2023 o valor de R\$ 92.075 deveria ter sido cobrado dos participantes, mas o mesmo se encontra alocado na provisão de perdas do plano.

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 e demais decisões judiciais, 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

	31/12/2023								
	CPFL		CPFL	RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total
	Paulista	Piratininga	Renováveis	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	5.988.341	1.468.447	137.927	471.126	634.759	1.391.131	3.415	2.421.746	12.516.892
Valor justo dos ativos do plano	(5.019.754)	(1.453.794)	(115.613)	(473.065)	(500.812)	(903.617)	-	(1.359.252)	(9.825.907)
Passivo atuarial (líquido) reconhecido no balanço	968.587	14.653	22.314	(1.939)	133.947	487.514	3.415	1.062.494	2.690.986
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	1.939	-	-	-	-	1.939
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	-	-	-	(73.755)	(282.004)	-	(523.833)	(879.592)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	968.587	14.653	22.314	-	60.192	205.510	3.415	538.661	1.813.332

	31/12/2022								
	CPFL		CPFL	RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total
	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	1.358.356	3.335	2.252.980	12.594.900
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 (valor justo dos ativos) líquidos	1.282.570	126.100	31.184	(28.785)	90.209	469.068	3.335	787.162	2.760.843
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)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	1.282.570	126.100	31.184	-	90.209	194.847	3.335	292.047	2.020.291

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

	CPFL		CPFL	RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total
	Paulista	Piratininga	Renováveis	Plano 1 (*)	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	
	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
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	56.546	74.329	383	120.105	1.141.693
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)	-	(194.704)	(1.295.996)
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	11.825.567
Custo do serviço corrente bruto	903	-	19	(80)	848	(33)	-	(10.075)	(8.418)
Juros sobre obrigação atuarial	620.717	153.286	14.898	43.830	58.821	67.042	338	111.805	1.070.737
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	-	-	164	739	-	-	866	1.769
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(68.284)	(26.458)	(2.870)	23.182	32.825	113.543	50	274.679	346.667
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	-	-	-	(73.755)	(7.778)	-	(28.718)	(110.256)
Benefícios pagos no ano	(722.656)	(149.928)	(15.539)	(35.579)	(48.148)	(147.778)	-	(208.510)	(1.328.138)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	-	(308)	-	(308)
Pagamento decorrente de liquidação antecipada do plano	(105.687)	(45.667)	(8.964)	-	-	-	-	-	(160.318)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2023	5.988.342	1.468.447	137.927	471.126	561.004	1.109.127	3.415	1.897.913	11.637.300
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)	(10.156.604)
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)	(638.342)
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 (ganho) decorrente de liquidação antecipada do plano	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)
Rendimento esperado no exercício	(514.680)	(147.567)	(12.213)	(46.955)	(49.605)	(43.061)	-	(71.680)	(885.761)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	-	-	(164)	(739)	-	-	(866)	(1.769)
Contribuições de patrocinadoras	(402.475)	(123.686)	(7.696)	(2.304)	(4.481)	(32.562)	-	(69.159)	(642.363)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	67.112	30.973	(742)	9.173	5.330	(86.484)	-	39.761	65.123
Benefícios pagos no exercício	722.656	149.928	15.539	35.579	48.148	147.778	-	208.510	1.328.138
Perda (ganho) decorrente de liquidação antecipada do plano	88.412	47.672	8.698	-	-	-	-	-	144.782
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2023	(5.019.754)	(1.453.794)	(115.613)	(473.065)	(500.812)	(903.617)	-	(1.359.252)	(9.825.907)

* 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		CPFL		RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total
	CPFL Paulista	Piratininga	Renováveis	Plano 1 (*)	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD		
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	
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	89.665	7.725	2.437	(214)	10.064	23.948	338	29.344	163.307	
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(402.475)	(123.686)	(7.695)	(2.304)	(4.481)	(32.562)	-	(68.453)	(641.656)	
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(68.284)	(26.458)	(2.870)	23.182	32.825	113.543	50	274.679	346.667	
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	67.112	30.973	(742)	9.173	5.330	(86.484)	-	39.761	65.123	
Efeito risk sharing	-	-	-	-	(73.755)	(7.783)	-	(28.718)	(110.256)	
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	-	(308)	-	(308)	
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	(29.837)	-	-	-	-	(29.837)	
Passivo atuarial líquido em 31/12/2023	968.587	14.653	22.314	-	60.192	205.510	3.415	538.661	1.813.332	
Dívida financeira	151.646	75.932	4.953	-	-	-	-	-	232.531	
Outras contribuições	-	-	-	-	-	-	-	-	6.843	
Total passivo									2.052.706	
Circulante									549.589	
Não Circulante									1.503.118	

	CPFL		CPFL		RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total
	CPFL Paulista	Piratininga	Renováveis	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD		
Passivo atuarial líquido em 31/12/2021	1.979.237	459.970	47.654	21.084	139.458	296.140	3.857	498.066	3.445.466	
Combinação de Negócios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
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 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	126.100	31.184	-	90.208	194.848	3.335	292.048	2.020.291	
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	

* 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.

20.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas aos planos para o exercício de 2024 estão apresentadas a seguir:

	2024
CPFL Paulista	401.066
CPFL Piratininga	119.196
CPFL Renováveis	7.388
RGE Sul (RGE) - Plano 1	2.220
RGE Sul (RGE) - Plano 2	5.681
CPFL Transmissão - Plano Único	35.140
CPFL Transmissão - CTP	365
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	106.106
Total	677.162

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

	2024	2025	2026	2027	2028 a 2033	Total
CPFL Paulista	564.619	575.663	585.822	594.988	3.681.665	6.002.757
CPFL Piratininga	121.046	124.696	128.242	131.759	857.564	1.363.307
CPFL Renováveis	12.637	12.860	13.070	13.263	82.431	134.261
RGE Sul (RGE) - Plano 1	38.010	39.240	40.441	41.701	274.774	434.166
RGE Sul (RGE) - Plano 2	50.444	51.958	53.467	55.040	364.910	575.819
CPFL Transmissão - Plano Único	139.706	141.507	142.966	144.172	869.822	1.438.173
CPFL Transmissão - CTP	365	356	343	327	1.459	2.850
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	205.571	210.195	215.631	221.281	1.423.901	2.276.579
Total	1.132.398	1.156.475	1.179.982	1.202.531	7.556.526	12.227.912

Em 31 de dezembro de 2023, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 8,4 anos para a CPFL Paulista, 9,3 anos para a CPFL Piratininga, 8,6 anos para a CPFL Renováveis, 9,6 anos para o Plano 1 e 11,1 anos para o Plano 2 da RGE, e 9,5 anos no plano único e 11,3 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 2024 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2023 e 2022 são como segue:

	2024 estimadas								Total
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE Sul (RGE)		Plano Único	CPFL Transmissão		
				Plano 1	Plano 2		CTP	CEEEPREV BD	
Custo do serviço	634	-	11	(2.130)	(716)	-	-	(370)	(2.571)
Juros sobre obrigações atuariais	554.637	136.935	12.801	43.901	52.024	64.148	313	112.586	977.345
Rendimento esperado dos ativos do plano	(480.058)	(141.299)	(10.993)	(44.305)	(46.569)	(41.332)	-	(63.599)	(828.155)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	-	-	-	188	-	-	-	-	188
Total da despesa (receita)	75.213	(4.364)	1.819	(2.346)	4.739	22.816	313	48.617	146.807

	2023 realizadas								Total
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE Sul (RGE)		Plano Único	CPFL Transmissão		
				Plano 1	Plano 2		CTP	CEEEPREV BD	
Custo do serviço	903	-	19	(80)	848	(33)	-	(10.075)	(8.418)
(Ganho) / perda decorrente de liquidação antecipada do plano	(17.275)	2.005	(266)	-	-	-	-	-	(15.536)
Juros sobre obrigações atuariais	620.717	153.286	14.898	43.830	58.821	67.042	338	111.805	1.070.737
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)	89.665	7.724	2.438	(214)	10.064	23.948	338	29.344	163.307

	2022 realizadas								Total
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE Sul (RGE)		Plano Único	CPFL Transmissão*		
				Plano 1	Plano 2		CTP	CEEEPREV BD	
Custo do serviço	1.399	6.024	34	(79)	1.367	(15.067)	-	(407)	(6.729)
Efeito do saldamento **	-	(75.490)	-	-	-	-	-	-	(75.490)
(Ganho) / perda decorrente de liquidação antecipada do plano *	71.537	53.354	722	-	-	-	-	-	125.613
Juros sobre obrigações atuariais	645.392	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)	241.519	17.729	4.878	1.789	14.306	12.703	383	44.598	337.905

* 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%).

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)	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,71% a.a.	10,39% a.a.	9,71% a.a.	10,39% a.a.	9,71% a.a.	10,39% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,71% a.a.	10,39% a.a.	9,71% a.a.	10,39% a.a.	9,71% a.a.	10,39% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	4,45% a.a.(*)	5,48% a.a.(*)	5,73% a.a.(**)	5,88% a.a.(**)	3,85% a.a.	4,00% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,85% a.a.	4,00% a.a.	3,85% a.a.	4,00% a.a.	3,85% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	3,85% a.a.	4,00% a.a.	3,85% a.a.	4,00% a.a.	3,85% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)	BR-EMS sb v.2015 (-10) (**)	BR-EMS sb v.2015 (-20) (**)	BREMS sb v.2015 (****)	BR-EMSsb v.2021 MF (-10) (****)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Mercer Disability (-50)	Mercer Disability (-50)	Light fraca	Light fraca	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR 2013 a 2021	ExpR 2013 a 2021	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 3,85% em 2023 e de 4,00% em 2022.

(**) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE (Plano 1) foi de 4,30% em 2023 e de 4,45% em 2022.

(***) 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 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 2023 e 2022, administrados pela VIVEST e Fundação Família Previdência (fundações). Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2024, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2023.

A composição dos ativos administrados pelos planos é como segue:

	Ativos administrados pela VIVEST				Ativos administrados pela Família Previdência							
	CPFL Paulista e CPFL Geração		CPFL Piratininga		RGE Sul (RGE)				CPFL Transmissão			
					Plano 1		Plano 2		Plano Único		CEEEPREV BD	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Renda fixa	85%	76%	90%	79%	-1%	76%	0%	80%	0%	67%	0%	65%
Títulos públicos federais	35%	37%	34%	36%	-1%	67%	0%	67%	0%	50%	0%	56%
Títulos privados (instituições financeiras)	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	3%	0%	4%	0%	5%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	1%	1%	0%	2%	0%	3%	0%	3%	0%	3%
Fundos de investimento multimercado	0%	1%	0%	1%	0%	4%	0%	7%	0%	3%	0%	1%
Outros investimentos de renda fixa	49%	37%	55%	40%	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%
Renda variável	8%	17%	7%	16%	0%	12%	0%	15%	0%	19%	0%	21%
Fundos de investimento em ações	8%	17%	7%	16%	0%	12%	0%	15%	0%	19%	0%	21%
Investimentos estruturados	3%	3%	2%	3%	0%	9%	0%	0%	0%	7%	0%	9%
Fundos de participação	0%	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fundos imobiliários	0%	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	2%	3%	2%	3%	0%	9%	0%	0%	0%	7%	0%	9%
Cotados em mercado ativo	96%	96%	100%	98%	0%	97%	0%	95%	0%	94%	0%	96%
Imóveis	1%	1%	0%	1%	0%	1%	0%	1%	0%	1%	0%	1%
Operações com participantes	1%	1%	1%	1%	0%	2%	0%	4%	0%	3%	0%	4%
Outros ativos	3%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	-1%
Depósitos judiciais e outros	3%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	-1%
Não cotados em mercado ativo	5%	5%	1%	3%	0%	3%	0%	5%	0%	6%	0%	4%

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

	Meta para 2024							
	VIVEST		FAMÍLIA PREVIDÊNCIA				FAMÍLIA PREVIDÊNCIA	
	CPFL Paulista e CPFL Renováveis		CPFL Piratininga		RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão	
					Plano 1	Plano 2	Plano Único	CEEEPREV BD
Renda Fixa	83,9%	79,3%	81,4%	80,5%	76,2%	75,7%		
Renda variável	13,1%	1,7%	6,0%	6,0%	10,0%	9,3%		
Imóveis	1,4%	0,8%	0,8%	0,9%	1,1%	0,9%		
Empréstimos e financiamentos	1,4%	1%	1,8%	2,6%	2,7%	3,4%		
Investimentos estruturados	0,2%	15,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,7%		
Investimentos no exterior	0,0%	2,3%	0%	0%	0%	0,0%		
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	

A meta de alocação para 2024 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos feitas pelas fundações, efetuada ao final de 2023 em suas Políticas de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2024, 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		CPFL Geração	RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão*** CEEEPREV		Total
		Paulista	CPFL Piratininga		Plano 1	Plano 2	Plano Único	BD	
Taxa de desconto nominal*	-0,25 p.p.	127.636	34.541	3.014	11.401	15.714	26.601	54.541	273.448
	+0,25 p.p.	(122.323)	(33.104)	(2.900)	(10.931)	(15.051)	(25.693)	(52.417)	(262.419)
Tábua de biométrica de mortalidade**	+1 ano	(152.722)	(31.537)	(3.254)	(8.715)	(12.608)	(40.207)	(51.223)	(300.266)
	-1 ano	151.109	30.896	3.213	8.480	12.307	39.876	50.132	296.013

* A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,71%. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 9,46% a.a. e 9,96% 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. A Fundação Família Previdência realizou os seguintes movimentos ao longo do ano de 2023: a) redução de risco; b) aquisição de títulos públicos na curva; c) redução na exposição do Segmento de Renda Variável, e além disso, foi iniciada a estratégia de redução de duration dos planos, com migração dos Títulos Públicos - NTN-Bs com vencimento mais longos para vértices mais curtos. A VIVEST e a Fundação Família Previdência utilizam, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco ("VaR"), Tracking Risk, Tracking Error e Teste de Perda em Cenário de Estresse ("Stress Test").

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

As Políticas de Investimentos 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) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022
Circulante		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	575.356	341.363
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	196.543	114.131
Imposto de renda e contribuição social a recolher	771.899	455.493
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	516.796	50.063
Programa de integração social - PIS	46.166	43.031
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	214.233	201.018
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	17.291	26.925
Outros	87.029	101.177
Transação tributária relacionada a contencioso judicial - dívida previdência privada	194.493	18.055
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	1.076.007	440.270
Total Circulante	1.847.906	895.763
Não circulante		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	249.414	231.653
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	25.562	23.364
Imposto de renda e contribuição social a recolher	274.976	255.017
IRPJ/CSLL parcelamento	4.397	4.921
Transação tributária relacionada a contencioso judicial - dívida previdência privada	925.899	1.007.138
Outros	3.952	911
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	934.248	1.012.970
Total Não circulante	1.209.224	1.267.987

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 dos casos 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.

Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços – ICMS: a redução em 2022 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).

Em 09 de fevereiro de 2023, a liminar cautelar nº 7.195 determinou a suspensão da não incidência do ICMS sobre serviços de transmissão, distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica, que passaram a ser tributados novamente a partir de 18 de fevereiro de 2023.

Transação tributária relacionada a contencioso judicial – IRPJ/CSLL sobre previdência privada – CPFL Paulista

Em 27 de dezembro de 2022 foi celebrada Transação Tributária entre a 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 nº 6.757, de 29 de julho de 2022 e pela Portaria PGFN nº 10.826, de 22 de dezembro de 2022, referente aos processos relacionados às discussões acerca da dedutibilidade, para fins de IRPJ e CSLL, das despesas reconhecidas no ano de 1997, referente à novação de dívida relativa ao plano de previdência 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 estágio de discussão do processo na época, o 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 1 de novembro de 2022, foi de R\$ 1.288.174. Os valores depositados judicialmente pela CPFL Paulista nos autos das Execuções Fiscais foram utilizados para a amortização dos saldos dos débitos tributários, resultando em uma dívida líquida total de R\$ 1.022.048 (data base 1 de novembro, 2022), que atualizado para 31 de dezembro de 2022 era de R\$ 1.025.193

Em maio de 2023 a Procuradoria Geral da Fazenda Nacional “PGFN” consolidou a dívida tributária determinada na Transação no montante de R\$ 1.055.378. Como parte do acordo, referido saldo deverá ser pago em 60 (sessenta) parcelas mensais, sendo que de maio a dezembro de 2023 foram quitadas 8 parcelas no montante total de R\$ 10.824 e o saldo atualizado do parcelamento em dezembro de 2023 é de R\$ 1.119.942.

Com relação às garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), cujo montante em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 1.716.086 (R\$ 1.814.280 em 31 de dezembro de 2022), 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 Companhia adotará as medidas judiciais cabíveis para o cumprimento das condições estabelecidas e a extinção dos processos judiciais correlatos, conforme os termos da Transação.

O Grupo possui outros 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, cujo efeito de potenciais contingências estão divulgados na nota 22 - Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais.

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

	Consolidado			
	31/12/2023		31/12/2022	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	568.319	231.537	510.853	190.486
Cíveis	392.972	35.875	417.121	33.127
Fiscais	387.787	519.230	295.984	491.290
Outros	164.293	3.092	121.277	2.018
Total	1.513.371	789.734	1.345.236	716.921

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

	Consolidado					Saldo em 31/12/2023
	Saldo em 31/12/2022	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	
Trabalhistas	510.853	153.708	(88.637)	(65.203)	57.598	568.319
Cíveis	417.121	191.473	(65.124)	(181.219)	30.722	392.972
Fiscais	295.984	109.671	(25.287)	(15.048)	22.467	387.787
Outros	121.277	48.512	(154)	(11.899)	6.557	164.293
Total	1.345.236	503.363	(179.203)	(273.370)	117.344	1.513.371

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 nº 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 2023 e 2022 estavam assim representadas:

	Consolidado		Principais causas
	31/12/2023	31/12/2022	
Trabalhistas	694.744	629.643	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	2.655.320	2.533.637	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifária, revisão de contratos e cobranças por ocupação da faixa de domínio
Fiscais	3.558.093	3.767.887	Imposto de renda e contribuição social
Fiscais - outros	2.979.793	2.973.319	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatórios	173.440	162.080	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	10.061.390	10.066.566	

Cíveis

Em 2014, as controladas CPFL Bio Pedra, CPFL Bio Buriti e CPFL Renováveis receberam requerimento de arbitragem para declarar a inadimplência com relação as obrigações contratuais decorrentes do contrato de constituição de consórcio, com pedido de indenização em razão das perdas relacionadas, além de condenação ao pagamento de honorários, despesas com árbitros e custas da arbitragem.

Em março de 2023 a Administração tomou conhecimento de sentença arbitral desfavorável as controladas e, em junho de 2023, as controladas ajuizaram ação anulatória da sentença arbitral, com o objetivo de contestar o valor final arbitrado de R\$ 450 milhões. Em junho de 2023, as controladas efetuaram o pagamento de R\$ 53 milhões, sem impacto na demonstração de resultado, pois o respectivo passivo já estava registrado.

O valor remanescente permanece em discussão na ação anulatória de sentença arbitral, na qual as controladas obtiveram decisão liminar suspendendo os efeitos da sentença arbitral, avaliado pelos assessores legais do Grupo como risco de perda possível.

Fiscais:

- (i) Em 2016, a controlada CPFL Renováveis recebeu auto de infração no montante atualizado até junho de 2023 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. Em junho de 2023 houve decisão do CARF parcialmente favorável e remanesce em discussão o valor total de R\$ 196.263;
- (ii) Em 2016, a controlada CPFL Geração recebeu um auto de infração no montante total atualizado de R\$ 446.862 relativo à cobrança de IRPJ e CSLL relativo ao ano-calendário 2011, apurado sobre suposto ganho de capital identificado na aquisição da ERS A 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.

(23) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Consumidores e concessionárias	478.793	431.655	76.025	84.754
Programa de eficiência energética - PEE	305.168	400.715	10.950	6.344
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	226.067	210.868	63.806	69.492
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	68.703	50.743	-	-
Fundo de reversão	1.712	1.712	5.769	7.481
Adiantamentos	614.909	766.939	148.380	126.579
Descontos tarifários - CDE	18.388	29.253	-	-
Folha de pagamento	35.123	35.471	-	-
Participação nos lucros	142.505	128.318	56.779	47.200
Convênios de arrecadação	126.542	117.410	-	-
Aquisição de negócios	11.858	12.282	-	-
Outros	186.315	169.503	381.031	364.413
Total	2.216.083	2.354.869	742.739	706.263

(*) 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).

(24) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2023 e 2022 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2023		31/12/2022	
	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%

24.1 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 2023, a estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 1,87 vezes o EBITDA em 2023 (1,88 vezes em 2022), no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, ligeiramente 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.

24.2 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\$ 80.261).

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.

24.3 Reserva de lucros

O saldo da reserva de lucros em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 9.718.793, que compreende: (i) reserva legal de R\$ 1.877.614, (ii) reserva de lucros a realizar de R\$ 2.204.186 e (iii) reserva de reforço de capital de giro R\$ 5.639.993.

24.4 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\$ 247.502;
- (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 1.820.246 (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\$ 6.382).

24.5 Dividendo

Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 28 de abril de 2023 foi aprovada a declaração de dividendo adicional proposto de R\$ 1.211.152 referente ao exercício de 2022.

A Companhia está propondo para o exercício de 2023, o montante de R\$ 437.410 de dividendo mínimo obrigatório e R\$ 2.735.872 de dividendo adicional proposto .

Em 2023, a Companhia efetuou pagamento R\$ 3.314.719 de dividendos.

24.6 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>2023</u>
Lucro líquido do exercício - controladora	5.527.101
Realização de reserva de lucros a realizar	207.652
Realização do resultado abrangente	26.612
Dividendo prescrito	6.491
Lucro líquido base para destinação	5.767.856
Reserva legal	(166.949)
Reserva de lucros a realizar	(728.098)
Reserva de capital de giro	(1.699.527)
Dividendos mínimos obrigatórios	(437.410)
Dividendo adicional proposto	(2.735.872)

Considerando o elevado plano de investimentos da Companhia para os próximos anos, em especial para as distribuidoras, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 1.699.527 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\$ 728.098 referente principalmente à atualização monetária do Ativo Financeiro da Concessão das Distribuidoras. Eventuais alterações nestas perspectivas que reflitam em alterações na reserva poderão ser realizadas durante o exercício de 2024, mediante aprovação da Administração.

O valor de R\$ 902.628 distribuído no segundo semestre de 2023 foi imputado ao cálculo do dividendo mínimo obrigatório.

(25) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2023 e 2022 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>2023</u>	<u>2022</u>
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	5.527.101	5.099.586
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	1.152.254.440	1.152.254.440
Lucro por ação	4,80	4,43

(26) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado					
	Nº de consumidores		GWh		R\$ mil	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	9.487.461	9.350.515	21.980	20.922	18.193.735	17.529.779
Industrial	54.550	51.596	6.849	8.176	3.652.842	4.158.151
Comercial	543.944	523.143	8.599	9.177	6.429.795	6.627.441
Rural	323.402	329.584	2.601	2.886	1.735.262	1.858.627
Poderes públicos	67.973	65.594	1.409	1.310	1.129.648	1.057.984
Iluminação pública	10.905	10.441	1.944	1.975	946.804	977.122
Serviço público	11.594	11.259	1.869	1.753	1.273.541	1.248.552
Fornecimento faturado	10.499.829	10.342.132	45.250	46.199	33.361.626	33.457.657
Consumo próprio	-	-	36	35	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	325.733	82.475
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(17.413.175)	(14.832.174)
Fornecimento de energia elétrica	10.499.829	10.342.145	45.287	46.234	16.274.184	18.707.958
Furnas Centrais Elétricas S.A.			2.731	2.394	906.884	918.110
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			15.177	12.692	4.326.171	3.597.272
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(198.767)	(165.072)
Energia elétrica de curto prazo			7.436	10.667	541.100	582.956
Suprimento de energia elétrica			25.344	25.753	5.575.388	4.933.266
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					17.611.942	14.997.246
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					6.279.340	5.189.949
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(117.650)	(110.537)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					4.670.893	5.356.676
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					1.524.723	89.284
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					1.005.362	1.401.373
Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários					2.029.907	1.926.329
Outras receitas e rendas					1.868.089	2.159.062
Outras receitas operacionais					34.872.606	31.009.382
Total da receita operacional bruta					56.722.177	54.650.607
Deduções da receita operacional						
ICMS					(5.992.312)	(5.386.982)
PIS					(722.980)	(664.430)
COFINS					(3.339.845)	(3.138.392)
ISS					(32.436)	(33.376)
Reserva global de reversão - RGR					(265)	(1.815)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(5.838.850)	(5.720.252)
Programa de P & D e eficiência energética					(300.808)	(278.404)
PROINFA					(353.258)	(325.822)
Bandeiras tarifárias e outros					(4.778)	327.584
Compensação financeira pela utilização de recursos Hídricos - CFURH					(41.282)	(16.889)
Outros					(352.173)	(57.591)
					(16.978.987)	(15.296.370)
Receita operacional líquida					39.743.190	39.354.237

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\$ 1.333.424 (R\$ 1.620.033 em 2022).

Receita de construção da infraestrutura de concessão: Refere-se a receita de construção das concessões dos segmentos de Distribuição de R\$ 3.791.031 (R\$ 4.736.849 em 2022) e de Transmissão de R\$ 879.862 (R\$ 619.827 em 2022).

26.1. 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.

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

Distribuidora	Mês	2023		2022	
		RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)	RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)
CPFL Paulista	Abril	3,36%	4,89%	12,77%	14,97%
CPFL Piratininga	Outubro	-0,73%	-4,37%	21,07%	14,72%
RGE	Junho	1,67%	1,10%	8,72%	10,98%
CPFL Santa Cruz	Março	5,65%	9,02%	7,82%	8,83%

- (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.

26.3. Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários

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 2023 foi registrada receita de R\$ 2.029.907 (R\$ 1.926.329 em 2022), em contrapartida a outros ativos na rubrica contas a receber – CDE (nota 12) e outras contas a pagar na rubrica descontos tarifários – CDE (nota 23).

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

A ANEEL, por meio da REH nº 3.165, de 13 de dezembro de 2022, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO, a partir de janeiro de 2023.

26.5. 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.

Em 09 de fevereiro de 2023, a liminar cautelar nº 7.195 determinou a suspensão da não incidência do ICMS sobre serviços de transmissão, distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica, que passaram a ser tributados novamente.

(27) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado			
	GWh		R\$ mil	
	2023	2022	2023	2022
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	9.885	10.198	2.133.963	2.971.650
PROINFA	937	968	420.363	594.896
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	57.117	58.883	11.252.096	11.463.069
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(1.223.021)	(1.332.795)
Subtotal	67.938	70.049	12.583.399	13.696.819
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			3.888.958	3.127.713
Encargos de transporte de Itaipu			363.184	283.992
Encargos de conexão			108.045	103.021
Encargos de uso do sistema de distribuição			85.080	77.181
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			164.719	555.820
Encargos de energia de reserva - EER			1.026.085	703.364
Crédito de PIS e COFINS			(550.652)	(477.452)
Subtotal			5.085.419	4.373.639
Total			17.668.819	18.070.459

(*) Conta de energia de reserva

(28) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Consolidado											
	Outros custo com operação		Custo com serviço prestado a terceiros		Outras despesas operacionais						Total	
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros			
2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	
Pessoal	1.452.219	1.437.069	-	-	211.789	184.963	495.503	415.546	-	-	2.159.511	2.037.578
Entidade de previdência privada	163.307	337.904	-	-	-	-	-	-	-	-	163.307	337.904
Material	342.821	442.201	2.185	1.747	30.655	11.625	20.111	9.750	-	-	395.772	465.323
Serviços de terceiros	233.843	191.336	3.158	2.850	207.681	197.350	546.299	343.269	-	-	990.981	734.905
Custos com construção da infraestrutura	-	-	4.370.793	5.385.799	-	-	-	-	-	-	4.370.793	5.385.799
Provisão para perda ao valor recuperável (nota 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	334.193	-	334.193	-
Ajuste a valor justo em investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	49.607	(640.305)	49.607	(640.305)
Outros	142.951	86.450	35	60	76.898	84.255	431.448	560.561	170.888	140.888	822.221	872.214
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	76.758	84.736	-	-	-	-	76.758	84.736
Arendamentos e aluguéis	89.001	64.892	-	-	(1.086)	-	(13.835)	1.620	-	-	74.080	66.512
Publicidade e propaganda	-	18	-	-	-	-	32.112	28.974	-	-	32.112	28.992
Legais, judiciais e indenizações	-	(1)	-	-	731	-	402.666	531.409	-	-	403.397	531.408
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	163.736	177.994	163.736	177.994
Outros	53.951	21.541	35	60	495	(481)	10.505	(1.442)	7.152	(37.106)	72.138	(17.428)
Total	2.335.142	2.494.961	4.376.171	5.390.456	527.024	478.193	1.493.361	1.329.126	554.686	(499.417)	9.286.385	9.193.319

(29) RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado	
	2023	2022
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	672.161	475.381
Acréscimos e multas moratórias	321.666	340.072
Atualização de créditos fiscais	616.885	723.446
Atualização de depósitos judiciais	50.933	70.151
Atualizações monetárias e cambiais	104.416	222.392
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	51.372	50.040
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	138.235	385.879
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(45.341)	(93.432)
Outros	25.006	(19.803)
Total	1.935.333	2.154.127
Despesas		
Encargos de dívidas	(1.848.282)	(1.629.329)
Atualizações monetárias e cambiais	(1.532.358)	(2.331.410)
(-) Juros capitalizados	38.858	53.547
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(71.825)	(49.360)
Atualização de mútuo com a controladora (nota 31)	(396.460)	(339.201)
Atualização da exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS (nota 8)	(494.801)	(561.943)
Outros	(187.305)	(207.700)
Total	(4.492.173)	(5.065.396)
Resultado financeiro	(2.556.840)	(2.911.269)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,28% durante o exercício de 2023 (7,14% a.a. em 2022) 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\$ 1.250.634 em 2023 (perdas de R\$ 1.327.347 em 2022) (nota 34).

(30) 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
2023									
Receita operacional líquida	32.401.575	3.354.500	1.529.940	2.291.390	165.514	39.742.919	271	-	39.743.190
(-) Vendas entre segmentos	12.174	1.642.824	424.516	18.309	845.944	2.943.768	-	(2.943.768)	-
Custo com energia elétrica	(17.016.789)	(547.098)	-	(2.202.898)	-	(19.766.785)	-	2.097.966	(17.668.819)
Custos e despesas operacionais	(7.492.797)	(1.039.463)	(977.502)	(67.386)	(783.406)	(10.360.553)	(49.086)	845.801	(9.563.838)
Depreciação e amortização	(1.171.213)	(896.084)	(57.811)	(5.710)	(50.823)	(2.181.641)	(67.978)	-	(2.249.618)
Resultado do serviço	6.732.950	2.514.680	919.143	33.706	177.229	10.377.708	(116.793)	-	10.260.915
Resultado de participações societárias	-	314.909	3.799	-	-	318.708	-	-	318.708
Receita financeira	1.560.891	220.183	86.219	55.898	23.573	1.946.764	235	(11.666)	1.935.333
Despesa financeira	(3.303.374)	(785.467)	(267.309)	(133.777)	(11.659)	(4.501.587)	(2.253)	11.666	(4.492.173)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	4.990.467	2.264.304	741.852	(44.173)	189.143	8.141.594	(118.811)	-	8.022.782
Imposto de renda e contribuição social	(1.686.038)	(490.782)	(209.414)	(1.593)	(44.851)	(2.432.677)	(52.944)	-	(2.485.621)
Lucro (prejuízo) líquido	3.304.429	1.773.523	532.438	(45.765)	144.292	5.708.917	(171.755)	-	5.537.162
Aquisições do ativo contratual, imobilizado e outros intangíveis	3.792.884	446.468	734.722	4.837	91.456	5.070.367	2.841	-	5.073.208
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

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

(31) 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.
- Outras operações financeiras** - Referem-se principalmente à emissão de debêntures pelas controladas CPFL Paulista e RGE, adquiridas pela State Grid Brazil Power Participações S.A. A taxa efetiva anual destas debentures é de CDI + 1,20% com vencimento em dezembro de 2026.

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 2023, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) foi de R\$ 90.507 (R\$ 89.030 em 2022). Este valor é composto por R\$ 70.261 (R\$ 72.120 em 2022) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 1.572 (R\$ 1.233 em 2022) de benefícios pós-emprego e R\$ 18.673 (R\$ 15.676 em 2022) 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 2023 no montante de R\$ 37.942 refere-se substancialmente ao mútuo efetuado com a controlada CPFL Serviços, com vencimento até dezembro de 2024 e remunerado a 105,75% do CDI (R\$ 52.859 em 31 de dezembro de 2022).

O saldo de mútuo passivo no consolidado, no montante de R\$ 3.140.112 (R\$ 2.803.121 em 31 de dezembro de 2022), refere-se aos mútuos entre as controladas CPFL Renováveis de R\$ 2.639.042 (R\$ 2.355.825 em 31 de dezembro de 2022) e CPFL Brasil de R\$ 501.070 (R\$ 447.296 em 31 de dezembro de 2022), e a controladora State Grid Brazil Power, com vencimento até junho de 2024 e remunerado a CDI + 1,1% a.a.

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

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

	Consolidado							
	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA/CUSTO	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	2023	2022	2023	2022
Outras Operações Financeiras								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	1.565.111	1.500.000	-	-	-	-
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	-	51	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle comum	-	6	25	-	308	57	411.947	360.946
Empreendimentos controlados em conjunto e Outros (CPFL Energia consolidado)	-	3.915	94.211	152.944	601	38.337	957.628	1.296.344
Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviço								
Entidades sob o controle comum	12.567	-	11.639	20.363	12.618	-	9.153	82.620
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia consolidado)	98	230	-	-	5.518	4.568	46	-
Contrato de Mútuo								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	3.140.112	2.803.121	-	-	396.460	339.201
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio								
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia consolidado)	7.502	1.500	-	-	-	-	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	3.913	19.038

(32) 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>31/12/2023</u>
Ativo fixo	Riscos operacionais, lucros cessantes, riscos nomeados, riscos de engenharia e multirrisco	2,604,719
Transporte	Transporte nacional e internacional	1,459,231
Responsabilidade civil	Geral, obras civis instalação e montagem, concessionárias ou não de distribuição de energia elétrica, riscos ambientais e resp. civil profissional	281,348
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	2,086,198
Garantia	Seguro garantia	7,343,089
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150,000
Total		13,924,585

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.

(33) 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:

- 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;
- Deliberar sobre as propostas de alteração no Mapa Corporativo de Riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia;
- Deliberar sobre as propostas de indicadores de risco e 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 risco propostos; e
- Tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva da CPFL Energia para saná-los.

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

- 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. 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 34. 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 34.

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.

Ao longo de 2023, observa-se continuidade do cenário hidrológico favorável ocorrido em 2022, e os principais reservatórios seguem em níveis confortáveis.

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 possui 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.

(34) 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	
				31/12/2023	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	4.435.186	4.435.186
Títulos e valores mobiliários	6	(a)	Nível 1	1.097.438	1.097.438
Derivativos	34	(a)	Nível 2	679.249	679.249
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	21.617.521	21.617.521
Total				27.829.394	27.829.394
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	(b)	Nível 2 (***)	6.939.013	6.944.516
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	18	(a)	Nível 2	6.572.363	6.572.363
Debêntures - principal e encargos	19	(b)	Nível 2 (***)	8.489.259	8.480.058
Debêntures - principal e encargos (**)	19	(a)	Nível 2	4.436.469	4.436.469
Derivativos	34	(a)	Nível 2	556.840	556.840
Total				26.993.944	26.990.245

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, o consolidado apresentou perda de R\$ 350.573 em 2023 (perda de R\$ 281.394 em 2022).

(***) 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 2023 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 a menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2023 e 2022 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 2023 e 31 de dezembro de 2022, 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 (notas 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 2023 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	82.375	(281.999)	(199.625)	(77.282)	(122.342)	US\$ + (SOFR 3 meses + 0,87% a 0,99%) ou (0,78% a 5,91%)	106,4% do CDI ou CDI + 0,55% a 1,29%	fev/24 a out/33	4.271.878
Empréstimos bancários - Lei 4.131	41.965	(5.964)	36.001	57.358	(21.357)	Euro + 0,70% a 4,22%	CDI + 0,83 a 1,10%	fev/24 a mar/25	501.324
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(258.378)	(258.378)	(233.891)	(24.487)	lenc + (0,925% a 1,20%)	CDI + 1,40%	fev/24 a jul/26	1.461.000
	124.339	(546.341)	(422.001)	(253.816)	(168.185)				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	554.911	-	554.911	341.591	213.320	IPCA + 4,3% a 6,18%	104,3% a 111,07% do CDI	ago/24 a out/35	4.102.600
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(10.499)	(10.499)	(4.784)	(5.715)	6,16% a 7,38%	CDI + 0,69% a 0,88%	mar/2024 a Jun/24	572.000
	554.911	(10.499)	544.412	336.806	207.606				
Subtotal proteção de dívidas	679.249	(556.840)	122.410	82.990	39.420				
Total	679.249	(556.840)	122.410	82.990	39.420				
Circulante	88.315	(61.015)							
Não circulante	590.935	(495.825)							

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.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Consolidado			Saldo em 31/12/2023
	Saldo em 31/12/2022	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	668.320	(1.250.634)	665.304	82.990
Marcação a mercado	(503.378)	542.798	-	39.420
Total	164.942	(707.836)	665.304	122.410
Ativo - circulante	201.698			88.315
Ativo - não circulante	305.862			590.935
Passivo - circulante	(76.759)			(61.015)
Passivo - não circulante	(265.858)			(495.825)

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 2023 e 2022, 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:

	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente	
	2023	2022	2023	2022
Risco protegido / operação				
Variação de taxas de juros	(87.565)	(80.295)	-	-
Marcação a mercado	397.004	(107.149)	2.263	1.443
Variação cambial	(1.122.531)	(1.245.554)	-	-
Marcação a mercado	116.801	(149.020)	3.213	2.941
Total	(696.291)	(1.582.017)	5.476	4.384

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 2023 foi de R\$ 1.005.362 (R\$ 1.401.373 em 2022), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados na nota 11 e 26.

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, iene, CDI, IGP-M, IPCA e TJLP), conforme demonstrado:

e.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2023 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seria:

Consolidado						
		Receita (despesa)				
Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)	
Instrumentos financeiros passivos	(4.175.250)		(173.692)	913.543		2.000.779
Derivativos - swap plain vanilla	4.238.455		176.322	(927.372)		(2.031.067)
	63.205	baixa dólar	2.630	(13.829)		(30.288)
Instrumentos financeiros passivos	(545.782)		(28.110)	115.363		258.836
Derivativos - swap plain vanilla	551.510		28.405	(116.574)		(261.552)
	5.728	baixa euro	295	(1.211)		(2.716)
Instrumentos financeiros passivos	(1.276.652)		(119.640)	229.433		578.506
Derivativos - swap plain vanilla	1.315.553		123.285	(236.424)		(596.134)
	38.901	baixa Iene	3.645	(6.991)		(17.628)
Total	107.834		6.570	(22.031)		(50.632)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			-	-	-	-
Efeitos no resultado do período			6.570	(22.031)		(50.632)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2023 foi de R\$ 4,84 para o dólar, R\$ 5,38 para o euro e R\$ 0,03 para o iene.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 5,04, R\$ 5,66 e R\$ 0,04 e a depreciação cambial de 4,16%, 5,15% e 9,37%, do dólar, do euro e do iene respectivamente em 31.12.2023.

(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. – Brasil, Bolsa, Balcão.

Em função da exposição cambial líquida do dólar, do euro e do iene serem ativas, o risco é baixa do dólar, do euro e do iene, 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 2023 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Consolidado							
		Receita (despesa)					
Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	5.319.671				537.819	403.364	268.909
Instrumentos financeiros passivos	(12.347.599)				(1.248.342)	(936.257)	(624.171)
Derivativos - swap plain vanilla	(11.429.795)				(1.155.552)	(866.664)	(577.776)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(1.128.546)				(114.096)	(85.572)	(57.048)
	(19.586.269)	alta CDI/SELIC	11,65%	10,11%	(1.980.171)	(1.485.129)	(990.086)
Instrumentos financeiros passivos	(195.475)				(10.595)	(13.243)	(15.892)
	(195.475)	alta IGP-M	3,18%	5,42%	(10.595)	(13.243)	(15.892)
Instrumentos financeiros passivos	(334.632)				(21.851)	(27.314)	(32.777)
	(334.632)	alta TJLP	6,84%	6,53%	(21.851)	(27.314)	(32.777)
Instrumentos financeiros passivos	(10.375.397)				(362.101)	(271.576)	(181.051)
Derivativos - swap plain vanilla	4.870.753				169.989	127.492	84.995
Instrumentos financeiros ativos	21.705.873				757.535	568.151	378.767
	16.201.229	baixa IPCA	4,62%	3,49%	565.423	424.067	282.711
Total	(3.915.146)				(1.447.194)	(1.101.619)	(756.044)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					48	35	24
Efeitos no resultado do período					(1.447.242)	(1.101.654)	(756.068)

(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:

<u>Classe</u>	<u>Dias</u>	<u>Período</u>
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 2023 e 2022 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

Derivativos

O Grupo possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por swaps de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um rating local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor rating entre elas (nota 34.b). A Administração não identificou para os exercícios de 2023 e 2022 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 2023, 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.

31/12/2023	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	3.092.503	344.522	255.464	178.540	2	218.880	4.089.910
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	72.387	1.766.384	2.899.463	6.650.098	3.893.436	914.459	16.196.227
Derivativos	34	-	27.312	33.703	495.825	-	-	556.840
Debêntures - principal e encargos	19	-	311.497	1.965.963	7.577.229	3.284.530	5.352.806	18.492.025
Taxas regulamentares		168.819	1.319	-	-	-	-	170.138
Uso do bem público		2.010	4.433	17.681	48.248	104.228	18.875	195.475
Mútuos entre coligadas, controladas e controladora	31	-	-	3.140.112	-	-	-	3.140.112
Outros	23	59.174	546.776	69.802	3.423	613	77.758	757.544
Consumidores e concessionárias		57.759	419.891	1.144	-	-	76.024	554.818
EPE / FNDCT / PROCEL		1.272	57	67.375	-	-	-	68.703
Convênio de arrecadação		-	126.542	-	-	-	-	126.542
Fundo de reversão		143	286	1.283	3.423	613	1.734	7.481
Total		3.394.892	3.002.244	8.382.188	14.953.362	7.282.809	6.582.778	43.598.270

(35) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

	Consolidado	
	31/12/2023	31/12/2022
Transações oriundas de combinações de negócios		
Ativo contratual	-	17.565
Imobilizado adquirido por combinação de negócios	-	2.127.838
Intangível adquirido por combinação de negócios, líquido dos efeitos tributários	-	109.104
Impostos diferidos sobre combinação de negócios	-	(52.795)
Outros ativos líquidos adquiridos por combinação de negócios	-	(214.920)
	-	1.986.792
Caixa Adquirido na Combinação de Negócios	-	147.351
Outras transações		
Juros capitalizados	38.858	53.547
(Provisão) / Reversão para custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	(15.186)	22.437

(36) 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 2023, são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2023	Duração	Consolidado				Total
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 21 anos	13.334.005	24.220.217	12.995.941	5.679.654	56.229.817
Compra de energia de Itaipu	até 21 anos	2.071.135	4.745.079	2.711.947	1.997.762	11.525.923
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 29 anos	4.983.438	9.837.641	5.986.019	13.153.182	33.960.280
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico	até 24 anos	53.743	109.222	67.705	187.310	417.980
Obras e construções (segmentos de distribuição, transmissão e geração)	até 11 anos	3.042.221	3.180.118	1.672.747	357.124	8.252.210
Total		23.484.542	42.092.277	23.434.359	21.375.032	110.386.210

Obrigações contratuais em 31/12/2023	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 3 anos	12.740	6.698	-	-	19.438
Encargos de Transmissão e Distribuição	até 4 anos	93.259	220.943	79.004	-	393.206
Repactuação do Risco Hidrológico	até 14 anos	69.597	206.241	34.771	272.397	583.006
Fornecedores de materiais e serviços	até 1 anos	9.241	-	-	-	9.241
		184.836	433.882	113.775	272.397	1.004.890

(37) EVENTOS SUBSEQUENTES

37.1 Empréstimos e Financiamentos:

Em 14 de fevereiro de 2024 na controlada RGE, houve a liberação referente financiamento Lei 4.131, de R\$ 199.100 - (JPY 5,792,000.00), taxa de juros de 0,52% a.a., com pagamento de juros semestrais e amortização em agosto de 2024, para reforço de capital de giro.

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

GUSTAVO PINTO GACHINEIRO

Diretor Vice-Presidente Jurídico e
de Relações Institucionais

FUTAO HUANG

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

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO

Diretor Vice-Presidente
de Gestão Empresarial

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO

Diretor Vice-Presidente de
Operações Reguladas

KARIN REGINA LUCHESI

Diretora Vice-Presidente de Operações de
Mercado

VITOR FAGALI

Diretor Vice-Presidente de
Desenvolvimento de Negócios

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SERGIO LUIS FELICE

Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192767/O-6

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 2023 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 Companhia e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2023 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 materiais e outras informações elucidativas.

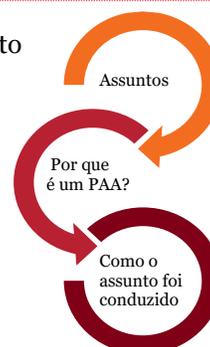
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e da Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2023, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, 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) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS").

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 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.



Mensuração do Ativo contratual das Transmissoras e correspondente Receita de remuneração/ atualização do ativo contratual (Notas 3.2 e 15)

O ativo contratual das transmissoras refere-se ao direito da Companhia e de suas controladas à contraprestação em decorrência do cumprimento das obrigações de desempenho relacionadas a construção das infraestruturas de transmissão de energia dos seus respectivos contratos de concessão, e a operação e manutenção dessas estruturas. A mensuração desse ativo requer o exercício de julgamento por parte da administração sobre o critério de apuração e remuneração do ativo.

Adicionalmente, por se tratar de contratos de longo prazo, a determinação da taxa de desconto, que representa o componente financeiro embutido no fluxo de recebimentos futuros, também requer o uso de julgamento por parte da administração para a mensuração do seu valor presente, bem como na determinação das margens de lucro esperadas para cada obrigação de performance identificada.

Consideramos essa área como foco de auditoria, pois a utilização de diferentes premissas poderia modificar significativamente o valor do ativo mensurado pela Companhia.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e a avaliação do ambiente de controles internos relacionados com o processo de mensuração do ativo contratual.

Efetuamos a leitura dos contratos de concessão e respectivos aditivos, quando aplicável, para identificação das obrigações de desempenho e entendimento das condições pactuadas nos contratos de concessão, os preços e os prazos definidos.

Efetuamos teste de consistência dos dados informados da Receita Anual Permitida (“RAP”) nos controles auxiliares da Companhia com os dados constantes nos contratos de transmissão.

Adicionalmente, avaliamos a razoabilidade das principais premissas operacionais e financeiras utilizadas pela administração, incluindo a determinação das margens de lucro, das taxas de desconto aplicadas e a coerência lógica e aritmética das projeções de fluxo de caixa.

Consideramos que as premissas e critérios adotados pela administração são consistentes com as divulgações em notas explicativas e as informações obtidas em nossos trabalhos.

Avaliação do valor recuperável dos ativos imobilizados (Nota 14)

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia e suas controladas possuem registrado em suas demonstrações financeiras consolidadas o montante de R\$ 10.135.751 mil, referente a ativos imobilizados, os quais se referem, substancialmente, aos investimentos em infraestrutura efetuados em conexão com os contratos de concessão pública. Para esses ativos, a administração da Companhia avalia, ao fim de cada período de reporte, se há alguma indicação de que eles possam ter sofrido *impairment*. Havendo indicativo, a Companhia estima o seu valor recuperável.

A Administração efetuou, em 2023, a avaliação do valor recuperável dos ativos imobilizados devido a existência de indicadores de perdas por *impairment* para determinadas UGCs. O valor recuperável foi determinado pela administração pelo valor estimado em uso, calculado com base no método de *income approach*. Foram identificadas perdas por *impairment* no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 na ordem de R\$ 334.193 mil.

Aspectos relevantes da nossa resposta de auditoria envolveram, entre outros, a discussão com a administração sobre os planos de negócio aprovados e divulgados.

Efetuamos entendimento sobre as políticas da administração e o processo de elaboração e aprovação, pelos órgãos de governança, das projeções dos fluxos de caixa, bem como analisamos as principais premissas utilizadas nas projeções. Com o apoio dos nossos especialistas internos em avaliação, verificamos a coerência lógica e aritmética das projeções de fluxos de caixa para determinadas UGCs com indicativos de *impairment*, bem como testamos a consistência das informações e principais premissas utilizadas nas projeções tais como quantidade de energia, preços contratados e taxa de desconto, mediante a comparação com: (i) orçamentos aprovados pelo Conselho de Administração, (ii) premissas e dados de mercado, e (iii) projeções utilizadas em anos anteriores comparadas com os resultados efetivos subsequentes.

Consideramos a avaliação do valor recuperável dos ativos imobilizados como um dos principais assuntos de auditoria em virtude da magnitude do saldo e da complexidade envolvida nas análises de recuperabilidade. A complexidade advém dos julgamentos significativos em relação à estimativa dos fluxos de caixa futuros, que incluem premissas que são afetadas por condições macroeconômicas e de mercado, tais como quantidade de energia, preços contratados e taxa de desconto. Variações nesses julgamentos e premissas podem produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração nas demonstrações financeiras.

Efetuamos também análise de sensibilidade das projeções, considerando diferentes intervalos e cenários, e leitura das divulgações apresentadas em notas explicativas.

Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos que os critérios e premissas utilizadas pela administração da Companhia para a determinação do valor recuperável dos ativos imobilizados, bem como as divulgações efetuadas em notas explicativas, são consistentes com as informações e dados obtidos.

Reconhecimento de receita de energia fornecida, mas não faturada (Notas 3.9 e 7)

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseado em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura. Consequentemente, 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 2023 somava R\$ 1.939.177 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 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.

Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos 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 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 por classe de consumo e tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades. Comparamos nosso recálculo com os valores apurados pela administração.

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 obtidas.

Mensuração e classificação do ativo financeiro da concessão, do ativo contratual

e da infraestrutura de distribuição em serviço (Notas 11, 15 e 16)

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia apresenta saldos de Ativo financeiro da concessão, Ativos contratual e Infraestrutura de distribuição em serviço (Direito de concessão - Infraestrutura), nos valores de R\$ 21.617.521 mil, R\$ 2.572.134 mil e R\$ 5.152.429 mil, respectivamente. Esses ativos estão relacionados com investimentos efetuados na concessão sujeitos à indenização ao final do contrato de prestação de serviços outorgados, ao direito contratual de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia e custo total de aquisição e construção deduzidos da amortização acumulada, reconhecidos nas demonstrações financeiras de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12) e Receita de Contrato com cliente CPC 47 (IFRS 15).

O reconhecimento desses investimentos realizados entre ativo financeiro da concessão, ativo contratual e Infraestrutura de distribuição em serviço envolve complexidade e julgamento por parte da Administração, que pode impactar a mensuração e classificação desses ativos nas demonstrações financeiras.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e pelos julgamentos significativos na avaliação da alocação dos investimentos entre o ativo financeiro da concessão, o ativo contratual e a Infraestrutura de distribuição em serviço.

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho e implementação dos controles internos relacionados ao processo de construção do ativo contratual, assim como os controles internos relacionados à bifurcação entre ativo financeiro da concessão e Infraestrutura de distribuição em serviço no momento que o ativo inicia a sua operação.

Em complemento aos testes de controles descritos acima, avaliamos o modelo de bifurcação adotado pela Administração, e testamos os dados e as premissas utilizados na determinação da estimativa do montante relacionado ao direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício, e recalculamos a vida útil dos bens.

Também testamos a atualização monetária do ativo financeiro da concessão, com base nos índices previstos na regulamentação do setor elétrico, confrontando os índices utilizados pela Administração com os indicadores oficiais divulgados.

Testamos o cálculo da amortização da infraestrutura de distribuição em serviço, com base no prazo do contrato de concessão vigente, e avaliamos as divulgações sobre o assunto nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que as premissas e critérios adotados são razoáveis e consistentes com as divulgações em notas explicativas e com os dados e as informações obtidas em nossa auditoria.

Outros assuntos**Demonstrações do Valor Adicionado**

As Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de normas contábeis IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

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

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

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

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

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

A administração 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) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS"), 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 e suas controladas, em seu conjunto, continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

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

Responsabilidades 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.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas, em seu conjunto. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, 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 ações tomadas para eliminar ameaças à nossa independência ou salvaguardas aplicadas.

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, 21 de março de 2024

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 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

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 consultant and adviser to the Company's BoD.

Without deliberative prerogatives, CPFL Energia's CoA provides the BoD with information, opinion 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

Investidores da Companhia no link <https://cpfl.riweb.com.br/>.

Investor Relations website at the link <https://cpfl.riweb.com.br/>.

COMPOSIÇÃO DO COMITÊ

Observado o artigo 4º do seu Regimento Interno, o CoA é formado por 3 membros eleitos pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, sendo 2 membros independentes do CA, 1 deles coordenador do CoA, e 1 terceiro membro que integrou anteriormente o Conselho Fiscal da CPFL 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 reeleitos pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, em reunião realizada no dia 11 de maio de 2023, com mandato de 2 anos a partir da data de sua posse, nos termos do artigo 5 do Regimento Interno do CoA.

COMPOSITION OF THE COMMITTEE

According to article 4 of its Internal Regulations, the CoA is composed by 3 members elected by the Board of Directors of CPFL Energia, 2 of whom are independent members of the BoD, 1 of whom is the coordinator of the CoA, and 1 third member who was a member of the Fiscal Council 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 reelected by the Board of Directors of CPFL Energia at a meeting held on May 11th, 2023, with a 2 years mandate from the date of his investiture, pursuant to article 5 of the its Internal Regulations.

Nome <i>Name</i>	Função <i>Function</i>	Independente <i>Independent</i>	Membro desde <i>Member since</i>
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):

COMMITTEE COMPETENCIES

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

- | | |
|--|--|
| <p>i) Contratação, substituição, destituição e remuneração dos auditores independentes;</p> <p>ii) Avaliação das informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras;</p> <p>iii) Supervisionamento das atividades da auditoria interna e da área de controles internos;</p> <p>iv) Avaliação e monitoramento das exposições de risco e <i>compliance</i> da Companhia;</p> <p>v) Monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, nos controles internos, no gerenciamento de riscos e <i>Compliance</i>;</p> <p>vi) Avaliação, monitoramento e recomendação da correção ou o aprimoramento das políticas internas;</p> <p>vii) Recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos.</p> | <p>i) Hiring, replacement, destitution, and compensation of independent auditors;</p> <p>ii) Evaluation of the quarterly information, intermediary statements, and financial statements;</p> <p>iii) Supervision of the activities of the internal audit and internal controls area;</p> <p>iv) Evaluation and monitoring of the Company's risk exposures and compliance;</p> <p>v) Monitoring and controlling the quality of the financial statements, internal controls, risk management and compliance;</p> <p>vi) Evaluating, monitoring, and recommending the correction or improvement of internal policies;</p> <p>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.</p> |
|--|--|

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.

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

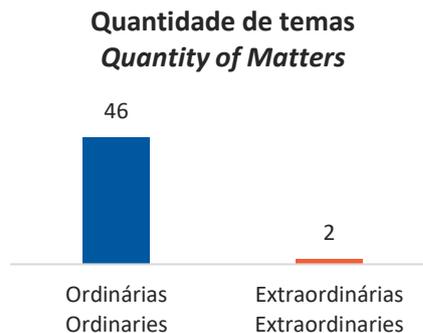
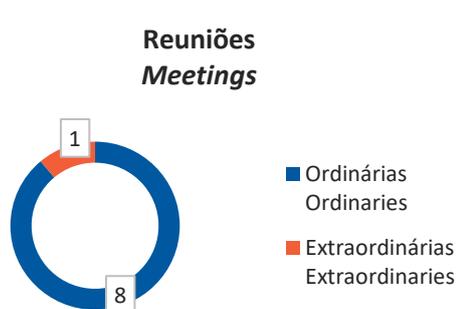
AUDIT COMMITTEE ACTIVITIES

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

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

Nos gráficos a seguir é possível identificar a quantidade de reuniões ordinárias e extraordinárias realizadas durante o ano de 2023, e a quantidade de temas apresentados.

In the graphs below, it is possible to identify the number of ordinary and extraordinary meetings held during the year 2023, 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: 48

Total of matters presented in the year: 48

Durante o ano de 2023, contamos com 100% de presença dos membros em todas as reuniões.

During 2023, we had 100% of attendance of members at all meetings.

PRINCIPAIS TEMAS DISCUTIDOS PELO COMITÊ DE AUDITORIA EM 2023

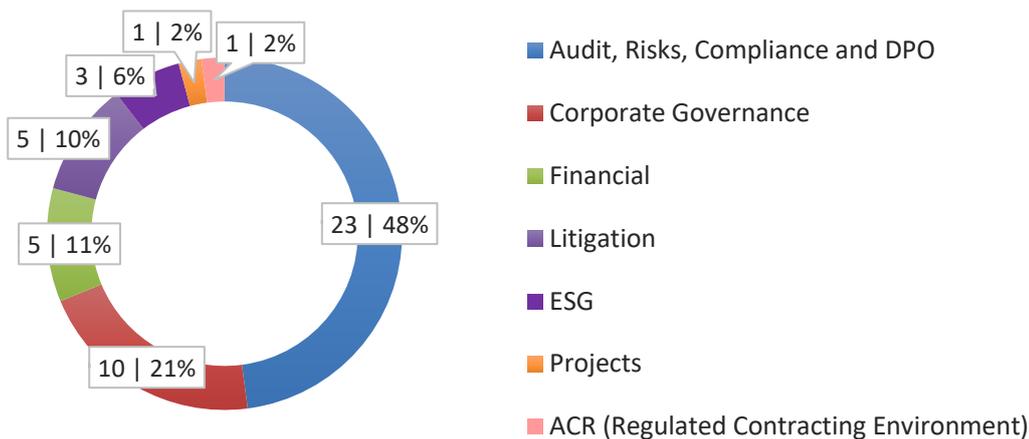
MAIN TOPICS DISCUSSED BY THE AUDIT COMMITTEE IN 2023

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 27 temas em 2023.

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 27 themes in 2023.

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

Desde 2022 a PricewaterhouseCoopers (“PwC”) é o Auditor Independente da Companhia, sucedendo a KPMG Auditores Independentes Ltda. (“KPMG”) (Auditores de 2017 até as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021).

O CoA acompanhou ativamente o exercício dos auditores na avaliação das demonstrações financeiras e relatórios corporativos integrados da Companhia e suas subsidiárias, com vistas a emitir relatório

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 to 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

Since 2022 PricewaterhouseCoopers (“PwC”) is the Company’s Independent Auditor, succeeding KPMG Auditores Independentes Ltda. (“KPMG”) (Auditors from 2017 to December 31st, 2021, financial statements).

CoA actively monitored the exercise of the auditors in evaluating the Company’s financial statements and integrated corporate reports and its subsidiaries, with a

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.

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.

Os resultados da autoavaliação são analisados pela Diretoria de Governança Corporativa e divulgados a todos os membros, tornando possível analisar a efetividade do órgão, permitindo cada vez mais o engajamento dos membros 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.

O resultado geral positivo da autoavaliação de 2023 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.

AUDIT COMMITTEE SELF-ASSESSMENT

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.

The results of the self-assessment are analyzed by the Corporate Governance Department and disclosed to all members, making it possible to analyze the effectiveness of the body, enabling a progressive engagement of the members in a process of improvements, through the implementation of action plans and creation of a culture focused on efficiency in its analyzes and recommendations. The overall positive result of the 2023 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.

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 2023 ("Demonstrações Financeiras Anuais de 2023").

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 2023, os membros do CoA manifestam-se, por unanimidade, no sentido de que as Demonstrações Financeiras refletiram adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia, 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.

Campinas, 20 de março de 2024.

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, 2023 ("Annual Financial Statements of 2023").

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 2023 fiscal year, the members of the CoA unanimously express the opinion that the Financial Statements adequately reflected, in all material 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, March 20th, 2024

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

Os membros do Conselho Fiscal da CPFL Energia S.A., no desempenho de suas atribuições legais e estatutárias, examinaram os documentos abaixo indicados e são da opinião que os referidos documentos estão em condição de serem apreciados e votados pela Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de Acionistas, a ser realizada em 26 de abril de 2024:

(i) aqueles relativos à Cisão Parcial da CPFL Geração de Energia S.A., com a incorporação do acervo líquido cindido pela CPFL Energia, nos termos do art. 224 a 229 da Lei 6.404/76; e

(ii) o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras do Exercício Social de 2023, com os esclarecimentos prestados pelos executivos da Companhia, e o Relatório elaborado pelos auditores independentes da Price-WaterhouseCoopers Brasil Ltda. ("PwC"), sem ressalvas, que será datado de 21 de março de 2024.

The members of the Fiscal Council of CPFL Energia S.A., in performing their legal and statutory attributions, have examined the documents indicated below and are of the opinion that these documents are authorized to be analyzed and voted by the Annual and Extraordinary General Shareholders' Meeting to be held on April 26th, 2024:

(i) those related to the Partial Spin-off of CPFL Geração de Energia S.A., with the merge of the demerged net assets into CPFL Energia, pursuant to articles 224 to 229 of Law 6,404/76; and

(ii) the Management Report, the Financial Statements for the Fiscal Year of 2023, with the clarifications provided by the Company's executives, and the Report prepared by the independent auditors of PriceWaterhouse-Coopers Brasil Ltda. ("PwC"), without reservations, which will be dated as March 21st, 2024.

Campinas, 20 de março de 2024.

Campinas, March 20th, 2024.

Ran Zhang

Vinicius Nishioka

Paulo Nóbrega Frade

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 PwC Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras da CPFL Energia S.A. de 31 de dezembro de 2023;</p> <p>b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da CPFL Energia S.A. de 31 de dezembro de 2023.</p> <p>Campinas, 21 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 PwC Auditores Independentes on the financial statements of CPFL Energia S.A., of December 31, 2023;</p> <p>b) they have reviewed and discussed, and agree with, the financial statements of CPFL Energia S.A., of December 31, 2023.</p> <p>Campinas, March 21, 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