

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 2024. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados consolidados em relação ao exercício de 2023, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

No ano de 2024 presenciamos uma das maiores tragédias climáticas da história no Rio Grande do Sul. Tivemos um elevado volume de chuvas e enchentes em praticamente todos os municípios da nossa área de concessão, com reflexos sobre nossos ativos de distribuição, geração e transmissão. Diante da dimensão desse evento, foram pequenos os impactos em nossos resultados, o que evidencia a resiliência de nossos ativos e negócios perante um cenário adverso. Observamos também períodos de calor intenso em todo território brasileiro com aumento significativo no consumo das classes residencial e comercial, enquanto a indústria também voltou a apresentar resultados positivos; tudo isso contribuiu para o bom resultado do segmento de Distribuição.

Já o segmento de Geração continuou enfrentando desafios, dada a maior complexidade enfrentada pelo ONS para operação do sistema elétrico face à expansão das fontes renováveis intermitentes, notadamente a geração solar distribuída. Nesse contexto, usinas termoelétricas precisaram ser despachadas para atender picos de demanda ao mesmo tempo em que parques eólicos da região Nordeste precisaram ser desconectados da rede, nos chamados cortes de energia (*curtailment*).

O grupo CPFL Energia continuou ativo na busca do crescimento sustentável em seus segmentos, investindo o valor de R\$ 5,8 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 conclusão da construção da PCH Lucia Cherobim, localizada no estado do Paraná, com 28,0 MW de capacidade instalada; a entrada em operação ocorreu no início de 2025.

As perspectivas para os próximos anos continuam muito positivas. No final de 2024, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou o novo Plano de Investimentos 2025-2029 do Grupo, que prevê a destinação de R\$ 29,8 bilhões para os negócios já existentes, com destaque para R\$ 24,7 bilhões no segmento de distribuição e R\$ 3,7 bilhões na transmissão.

Vale destacar também a atualização do Plano ESG 2030. Em sua 1ª versão, o Plano continha 23 compromissos organizados em 4 pilares. Na atualização anual, que é realizada

de forma integrada ao Planejamento Estratégico da Companhia, foi dado um passo importante, com a adição do **24º compromisso - Resiliência Climática**, com o objetivo de endereçar a estratégia de enfrentamento a eventos climáticos. O intuito é estabelecer planos de adaptação climática para os negócios de geração, transmissão e distribuição, fortalecendo a resiliência de nossos ativos até 2030.

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 2023, foi possível realizar o pagamento de R\$ 3,2 bilhões em dividendos aos acionistas, no período entre abril e dezembro de 2024.

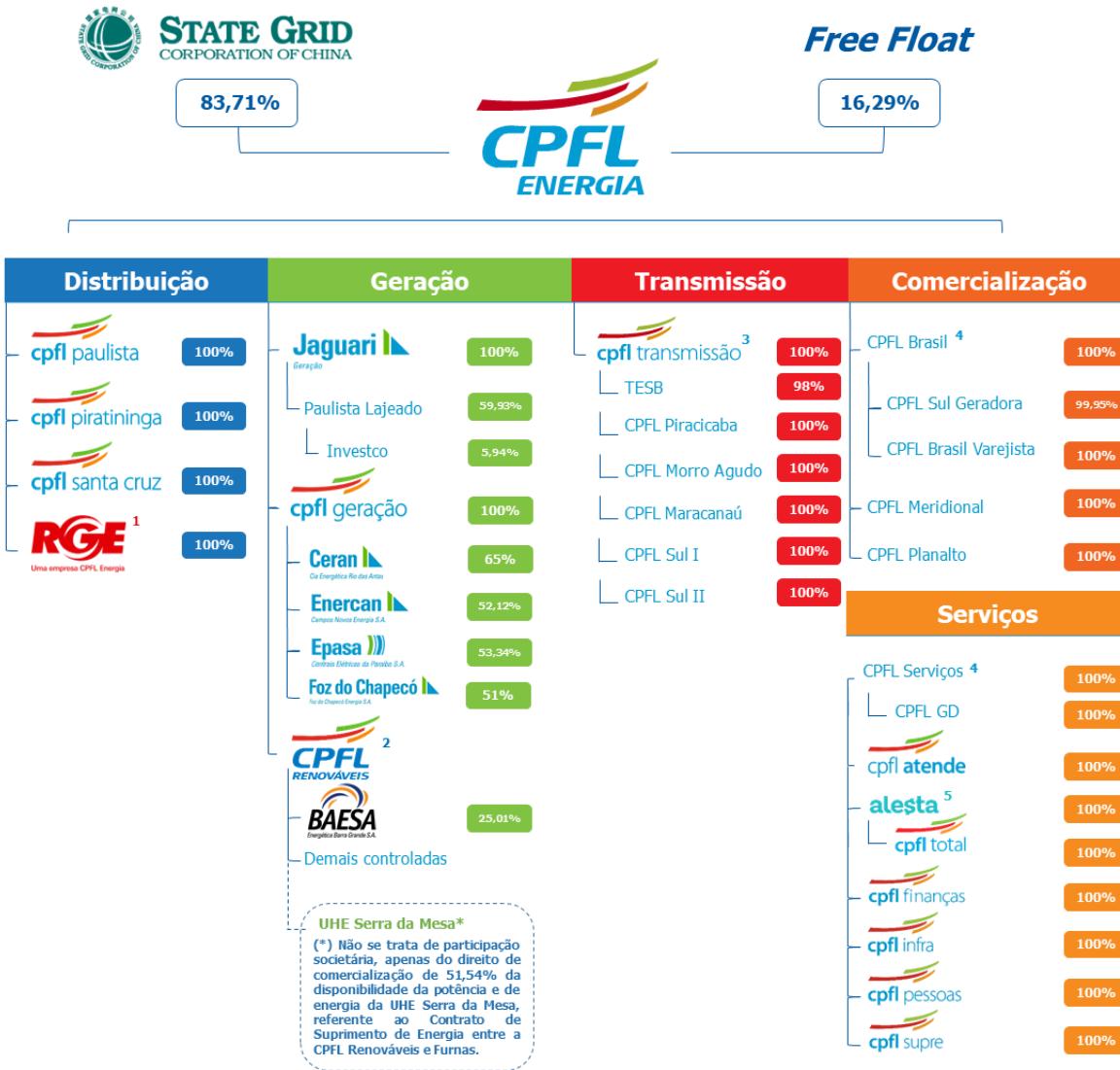
Enfim, o grupo CPFL Energia, neste ano, continuou com a implementação de inovação, digitalização e novas tecnologias nos negócios, visando maior eficiência, redução de custos, sempre alinhados aos desdobramentos do cenário regulatório e econômico do Brasil em seus mercados.

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.

Para 2025, seguimos otimistas quanto aos avanços do setor elétrico brasileiro e confiantes em nossa plataforma de negócios baseada nos pilares que sustentam nossa atuação há mais de 100 anos. Seguimos firmes e confiantes de que estamos preparados para enfrentar os desafios que virão, bem como para aproveitar as boas oportunidades que surgirem, sempre com foco no melhor resultado para nossos acionistas e demais *stakeholders*.

Organograma societário (simplificado)

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



Base: 31/12/2024

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 Transmissão é controlada pela CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

Comentário sobre a conjuntura

Ambiente macroeconômico

O ano de 2024 começou sob a perspectiva de que a inflação nos EUA iria convergir à meta de forma mais rápida. Esta expectativa foi frustrada no primeiro semestre, pela manutenção da robustez no mercado de trabalho e números menos favoráveis de inflação. Dados mais enfraquecidos de emprego e inflação a partir de julho levaram o FED a cortar os juros para 4,25%-4,50% ao ano no encerramento de 2024.

No entanto, a partir de meados de outubro, o candidato Donald Trump passou a ser considerado favorito para vencer as eleições dos Estados Unidos, com promessas de campanha com potenciais tendências inflacionárias. Esse fator, combinado à divulgação de dados econômicos que mostraram que a desaceleração da atividade e da inflação estava ocorrendo de forma mais lenta, instigou cautela nas decisões do FED a respeito do prosseguimento do ciclo de cortes de juros. Assim, reduziram-se as expectativas para cortes de juros em 2025, contribuindo para o fortalecimento do dólar, que também tem se beneficiado pelo crescimento mais forte da economia norte-americana.

No Brasil, o ano de 2024 foi marcado por surpresas positivas no ritmo de crescimento da atividade econômica.

Apesar da queda da safra de grãos em relação a 2023 (que havia sido recorde), causada por fatores climáticos, o crescimento mais forte decorreu de uma combinação de: (i) pagamento extraordinário de precatórios, de cerca de R\$ 90 bilhões ao final de 2023; (ii) reforço de caixa de governos regionais em 2023, abrindo espaço para ampliação dos gastos em 2024, ano de eleições municipais; (iii) continuidade do bom momento do mercado de trabalho, reforçado pela dinâmica benigna da construção civil; e (iv) melhora do mercado de crédito.

Começando pelo último fator: o mercado de crédito se beneficiou da redução da taxa básica de juros (a Selic) iniciada em 2023 e que se estendeu para o primeiro semestre de 2024; o crédito não-bancário também teve um bom ano, estimulado pela emissão de debêntures. O crédito às famílias ainda colheu os benefícios do programa Desenrola, ocorrido ao final de 2023.

A massa de renda ampliada sustentou alta de cerca de 7% em termos reais em 2024, mesmo após dois anos de expansão substancial em 2022 e 2023. Parte deste aumento refletiu a ampliação da ocupação, mas o rendimento médio real dos trabalhadores também cresceu com força, fomentado tanto pela alta real do salário-mínimo como pela taxa de desemprego historicamente baixa (e abaixo da taxa de desemprego neutra). O emprego formal também se expandiu ao longo do ano, encerrando 2024 com uma criação líquida de vagas em torno de 1,4 milhão.

Entre os estímulos fiscais, vale notar que o pagamento de precatórios da ordem de R\$ 90 bilhões ao final de 2023 significou uma injecção de recursos de cerca de 0,8% do PIB na economia. Além disso, os gastos dos governos regionais, em ano de eleições municipais, em conjunto com a retomada do programa "Minha Casa, Minha Vida", ajudaram a turbinar o setor de construção civil. O governo federal também direcionou cerca de 0,2% do PIB em recursos para o Rio Grande do Sul, após a tragédia climática que acometeu o estado. Apesar das perdas significativas, os esforços de reconstrução acabaram por reforçar a expansão do setor de construção, bem como da indústria de bens de consumo (especialmente duráveis).

A evolução das contas do governo foi tema central durante o ano. Iniciativas de utilização de fundos públicos para execução de programas (com menor transparência), declarações desfavoráveis ao ajuste das contas e o anúncio do pacote fiscal em novembro, que veio acompanhado de anúncio de aumento da faixa de isenção da cobrança de imposto sobre a renda, aumentaram a desconfiança dos mercados em relação ao comprometimento do governo com a estabilidade das contas públicas. Com isso, as taxas de juros de prazo mais longo acentuaram a tendência de alta e o câmbio disparou.

O real se depreciou fortemente em 2024, em parte pelo cenário externo mais conturbado, em face do aumento de incertezas, acompanhando um movimento que ocorreu com diversas outras moedas de países em desenvolvimento e exportadores de *commodities*. Não obstante, cerca de metade da depreciação deveu-se à piora de percepção do quadro fiscal doméstico, pois a depreciação do real foi quase o dobro da verificada por uma cesta de moedas comparativa.

A depreciação do câmbio, bem como as condições climáticas menos favoráveis, exerceu relevante pressão sobre a inflação. O mercado de trabalho aquecido acabou se refletindo também na formação de preços mais sensíveis à atividade econômica, como os serviços. Com isso, a inflação encerrou o ano mais uma vez acima do teto da meta, de 4,5%.

As expectativas de inflação seguiram trajetória de descolamento das metas ao longo do ano. Nesse contexto, o Copom suspendeu o ciclo de cortes da Selic antes do que se imaginava, quando a Selic estava em 10,50% ao ano. Em setembro, o Copom retomou a elevação da Selic, que encerrou o ano de 2024 em 12,25% (11,75% em 2023).

Assim, apesar do bom desempenho da atividade econômica e do mercado de trabalho em 2024, a piora do quadro externo e fiscal doméstico resultou em condições financeiras mais adversas, com depreciação do câmbio, alta da inflação e das taxas de juros.

Ambiente regulatório

As principais alterações da regulação setorial de 2024 no **segmento de distribuição** são destacadas a seguir:

1) Aprimoramento e atualização das Bandeiras Tarifárias

Resultado da Consulta Pública ANEEL nº 26/2023, a REN nº 1.084/2024, de 5 de março de 2024 aprovou a versão 1.10 do Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das Bandeiras Tarifárias, com a incorporação da geração fora da ordem de mérito, por razões de segurança energética, na metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifárias e alterando os Quadros I e II do Anexo I da Resolução Normativa ANEEL 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

Adicionalmente, foi também publicada na mesma data, a Resolução Homologatória ("REH") nº 3.306/2024, estabelecendo as faixas de acionamento e os adicionais das Bandeiras Tarifárias, de que trata o Submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de 1º de abril de 2024.

O aprimoramento dos parâmetros de acionamento das Bandeiras Tarifárias, de forma a se considerar, complementarmente, os despachos fora da ordem de mérito econômico ocorreram por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). O objetivo seria evitar que em um cenário extremo, que não seja possível dimensionar previamente os impactos, ocorra o acionamento original sinalizando inadequadamente uma bandeira, e por isso se prevê que ocorra o acionamento complementar a depender do despacho do parque termelétrico.

Caso o acionamento original sinalizasse inadequadamente Bandeira Verde, por exemplo, mas que ocorresse o despacho integral do parque termelétrico por decisão do CMSE, o acionamento composto resultaria em Bandeira Vermelha 2.

Existem ainda condições complementares para acionamento das Bandeiras Tarifárias, que variam de acordo com o despacho fora da ordem de mérito econômico (MWm) do parque termelétrico e do percentual do parque acionado, conforme valores homologados pela ANEEL.

A decisão levou a uma redução para a bandeira amarela de quase 37%, saindo de R\$29,89/MWh para R\$18,85/MWh. Já para a bandeira vermelha, patamar 1, a redução foi de R\$65/MWh para R\$44,63/MWh (queda de 31,3%) e o patamar 2, de R\$97,95/MWh para R\$78,77/MWh (redução de quase 20%).

2) Adequações e consolidação dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET

A REN nº 1.091/2024, de 14 de maio de 2024 aprovou a revisão dos Submódulos 2.1, 2.2, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 3.1, 3.2, 3.3, 4.2, 4.4, 5.5, 6.3, 7.4, 8.4, 9.1, 9.3, 9.7, 10.1, 10.2, 10.4, 10.6, 12.1 e 12.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. As adequações e consolidações são resultado da Audiência Pública nº 63/2018, cujo objetivo foi atualizar a estrutura do PRORET, além de promover adequações pontuais nos cálculos tarifários, de forma a ajustar a regulamentação à melhor forma de implementação prática. Também objetivou esclarecer alguns conceitos e comandos tarifários, sem discussão de mérito. Por fim, buscou suprimir algumas lacunas de modo a refletir a prática regulatória já consolidada nos processos tarifários.

3) Flexibilização das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para enfrentamento da calamidade pública no estado do Rio Grande do Sul

A REN nº 1.092/2024, de 14 de maio de 2024, aprovou flexibilização das regras e procedimentos de comercialização em decorrência da calamidade pública vivida no estado do Rio Grande do Sul.

Em vista das restrições de uso dos meios tradicionais de leitura de consumo de energia, de entrega da conta de luz e de pagamento, as áreas técnicas da Aneel avaliaram como pertinentes algumas medidas. Entre elas, estão a suspensão do contrato de fornecimento de todas as classes de consumo que tenham sido destruídas, a manutenção da prestação do serviço de energia mesmo em casos de inadimplência, não permitindo as ações de suspensão do fornecimento e de cobrança por no mínimo 90 dias para os municípios atingidos pela calamidade pública, emissão de fatura pela média ou não realização de faturamento nas situações em que a leitura não for possível e entrega da fatura por meios alternativos nas situações em que a maneira convencional for inviável.

Adicionalmente, em 23 de julho de 2024, a ANEEL aprovou o Despacho nº 2.133, em resultado da Consulta Pública nº 15/2024, que também discutiu medidas para mitigação de impacto tarifário aos consumidores atendidos por distribuidoras que atuam no estado do Rio Grande do Sul (RS). O intuito foi garantir maior neutralidade de efeito entre os consumidores e distribuidoras e oferecer menor risco às distribuidoras na captação de recursos para viabilizar os diferimentos tarifários.

Em resumo, foi autorizada para que em casos de diferimentos tarifários solicitados pelas distribuidoras atingidas pelos eventos climáticos extremos no Sul, seja aplicada a

atualização monetária por Selic até o recebimento integral dos consumidores do valor de eventual diferimento tarifário, procedimento análogo ao cálculo da CVA, previsto na Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002.

Além disso, foi aprovada a recomposição do diferimento a ser realizada até o processo tarifário de 2027 das distribuidoras do estado para aliviar a pressão tarifária também no processo de 2026, com a possibilidade de recomposição do diferimento em mais um ano.

4) Regulação da sobrecontratação involuntária e da venda de excedentes decorrentes do regime de microgeração e minigeração distribuídas

Resultado da CP nº 031/2022, a REN ANEEL nº 1.094, de 21 de maio de 2024, regulamentou os artigos 21 e 24 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que tratam da sobrecontratação involuntária e da venda de excedentes decorrentes do regime de microgeração e minigeração distribuídas, alterando a Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022.

Além da caracterização da sobrecontratação involuntária disciplinada na Resolução Normativa nº 1.009/2022, foi incorporada a sobrecontratação involuntária decorrente da opção dos consumidores pelo regime de MMGD, em cumprimento do art. 21 da Lei 14.300/2022.

Conforme regulamento aprovado, à forma do cálculo da sobrecontratação involuntária, em decorrência da opção de consumidores pelo regime de MMGD, ocorrerá para as sobras de energia apuradas a partir de 2022, e abrange todas as instalações de MMGD existentes. Foi ainda definida a inclusão de Perdas da Rede Básica e o estabelecimento do marco temporal da publicação da Lei 14.300, ano de 2022, como sendo o primeiro a ser avaliada a sobrecontratação oriunda de MMGD. Quanto ao estoque de MMGD – efeitos das instalações anteriores à publicação da lei – firmou-se o entendimento que o reconhecimento deva estar associado ao critério de máximo esforço.

Além disso, foram solicitados pela ANEEL estudos adicionais para avaliação de: i) questões relacionadas a impactos na involuntariedade das sobras de energia oriundas de ações de partes relacionadas do mesmo grupo econômico das distribuidoras; e ii) conceito de simultaneidade para consideração da involuntariedade.

Por fim, foi estabelecida previsão de realização de análise de resultado regulatório - ARR após dois ciclos de aplicação da metodologia na avaliação da involuntariedade dos montes de sobras.

Já o art. 24 da Lei 14.300/2022 permitiu que as distribuidoras comprem, por meio de chamadas públicas, os excedentes de energia de detentores de MMGD, na forma de regulamentação da ANEEL. Assim, com base no texto da lei, a comercialização de excedente de energia dos detentores de MMGD passa a se enquadrar como um novo tipo de contratação de geração distribuída, via Chamada Pública, de que trata a REN nº 1.009/2022, acrescida da etapa do credenciamento dos interessados. De forma resumida, foi firmado o entendimento de que se trata de uma nova modalidade de aquisição de energia por parte das distribuidoras, sendo uma prerrogativa de gestão de portfólio e devendo ser precedida de chamada pública para cadastro de interessados, que devem optar pela participação no Sistema de Compensação (SCEE) ou Vender Excedentes de Energia. Para fazer a venda, eles devem fazer adesão à CCEE, e estão sujeitos a um preço máximo.

5) Padronização do número de identificação da unidade consumidora

Resultado da CP nº 043/2023, a REN ANEEL nº 1.095, de 18 de junho de 2024, alterou a Resolução Normativa nº 1.000/2021, estabelecendo a padronização do número de identificação da unidade consumidora e demais instalações dos usuários de energia elétrica, bem como explicitou as disposições da Lei nº 14.534/2023, que estabeleceu o número do CPF como número único e suficiente para identificação do cidadão nos bancos de dados de serviços públicos.

6) Aprimoramento da regulamentação de MMGD tendo em vista o Programa Minha Casa, Minha Vida – MCMV (Lei 14.620/2023) e definições para análise de inversão de fluxo quando do pedido de conexão de consumidores

Resultado da CP nº 003/2024, a REN ANEEL nº 1.098, de 23 de julho de 2024, aprimorou a Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, em função da publicação da Lei nº 14.620/2023 e o Decreto nº 12.084/2024, regulamentando as regras para as obras de infraestrutura de rede e instalações elétricas internas que as distribuidoras precisam realizar no âmbito de empreendimentos do PMCMV (Programa Minha Casa Minha Vida). A nova regulamentação ainda trouxe a seguintes alterações na REN nº 1000/2021:

- Desconto de 50% no custo de disponibilidade. A Lei nº 14.620/2023 prevê que consumidores inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico) que possuam sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD) e participem do sistema de compensação (SCEE) tenham redução de no mínimo 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores com sistemas de micro e minigeração distribuída. A ANEEL fixou essa redução em 50%, considerando que o montante correspondente ao benefício será custeado pelos demais consumidores de energia no mercado regulado. O desconto será excluído caso o consumidor deixe de ser beneficiário do CadÚnico.
- Venda do excedente de energia para órgãos públicos. A lei traz a possibilidade, exclusiva para imóveis no PMCMV com mini ou microgeração distribuída, de comercializar com órgãos públicos das três esferas (federal, estadual/distrital e municipal) a energia elétrica gerada pelos sistemas e não usada simultaneamente pelo consumidor – a chamada energia excedente, injetada pelo sistema na rede da distribuidora. A ANEEL aprovou parâmetros para disciplinar aspectos operacionais diferentes do modelo do SCEE e daquele usado no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O valor a ser definido no contrato de comercialização é de livre acordo entre o consumidor com MMGD e o órgão público. A energia vendida deve ser faturada de forma semelhante à compensada no SCEE. Será aplicada à energia comprada pelos órgãos a tarifa SCEE homologada pela ANEEL e os descontos tarifários estabelecidos na resolução homologatória de tarifas da distribuidora. Adicionalmente, em paralelo à regulamentação das alterações no Programa Minha Casa Minha Vida, a agência ainda trouxe aprimoramentos que visam facilitar o acesso de pequenos sistemas de geração distribuída, simplificar os estudos de inversão de fluxo e dar mais celeridade ao processo de conexão dos consumidores, ao mesmo tempo em que zelam pela integridade das redes nos casos de excesso de geração em relação à carga local.

Entre os destaques da revisão da norma, no que diz respeito à conexão, destaca-se a definição de que a análise de inversão de fluxo deve ser realizada somente no nível de tensão superior, no caso de conexão do Grupo B por meio de transformador exclusivo, e somente no transformador da subestação, no caso de conexão do Grupo A por meio de alimentador exclusivo. Além disso, foi definida a dispensa da análise de inversão de fluxo para sistemas de GD (geração distribuída) em três cenários: (i) sistemas com grid zero

(com ou sem baterias); (ii) sistema de microgeração distribuída que se enquadre nos critérios de gratuidade cuja potência de geração distribuída seja compatível com o consumo da unidade consumidora durante o período de geração, observadas as instruções da ANEEL (conforme fator de ajuste de simultaneidade); e (iii) "fast track" - para casos em que a potência da microgeração distribuída for igual ou menor a 7,5 kW, desde que seja caracterizada como geração local.

Além da REN 1000/2021, foi também alterada a versão do Submódulo 7.3 do PRORET, que trata sobre tarifas de aplicação, e criada a primeira versão do manual de instruções para elaboração e apresentação dos estudos de inversão de fluxo.

7) Aprimoramento da REN 1000 em função do novo feriado nacional de 20 de novembro

A REN ANEEL nº 1.101, de 27 de agosto de 2024, alterou a Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de novembro de 2021, em decorrência da Lei nº 14.759, de 21 de dezembro de 2023, que declarou feriado nacional o dia 20 de novembro, para a celebração do Dia Nacional de Zumbi e da Consciência Negra.

8) Aprimoramento do Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata da Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE

Resultado da Consulta Pública nº 20/2024, a REN ANEEL nº 1.102, de 24 de setembro de 2024, regulamentou a Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024, que estabeleceu as diretrizes da operação financeira de securitização de direitos creditórios, além disso definiu diretrizes complementares e aspectos tarifários relacionados às Contas Covid e Escassez Tarifária, tendo em vista a Medida Provisória nº 1.212, de 9 de abril de 2024, que autorizou a CCEE a negociar a antecipação dos recebíveis da CDE, de que trata a Lei nº 14.182/2021, para fins de modicidade tarifária dos consumidores do ambiente regulado. Para isto, foi atribuída à ANEEL a competência para fixar as quotas extraordinárias a serem arcadas pelos beneficiários da operação de crédito, em caso de eventual inadimplência pela Eletrobras dos recebíveis da CDE cedidos para a quitação antecipada das Contas Covid e Escassez Hídrica.

Adicionalmente, em 10 de outubro de 2024 foi publicado pela ANEEL o Despacho nº 3.056/2024, que estabelece a conclusão da quitação dos empréstimos das Conta Covid e Escassez Hídrica e, consequentemente, interrompe a obrigação de recolhimento das quotas mensais dos encargos CDE Covid e CDE Escassez Hídrica exigíveis a partir de sua publicação.

9) Contratação de Reserva de Capacidade na forma de potência e cobrança do encargo de ERCAP

Resultado da Consulta Pública nº 61/2021, a REN ANEEL nº 1.103, de 24 de setembro de 2024, alterou as Resoluções Normativas ANEEL nº 1.009, de 22 de março de 2022, e nº 957, de 7 de dezembro de 2021, estabelece as disposições relativas à contratação de Reserva de Capacidade, na forma de potência aprovando o modelo do Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade – COPCAP, com base no disposto no Decreto nº 10.707/2021.

Com a resolução, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE iniciou a cobrança do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - ERCAP a partir de

novembro de 2024, em decorrência da antecipação do início de operação da UTE Termopernambuco, contratada no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021.

O Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP) é um encargo específico destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de Reserva de Capacidade, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, rateados entre os usuários deste serviço.

10) Aprimoramento das regras e procedimentos relacionados à comercialização varejista de energia elétrica

Resultado da Consulta Pública ANEEL nº 28/2023, a REN ANEEL nº 1.010, de 10 de dezembro de 2024, tratou a flexibilização dos requisitos de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e da viabilidade de agregação de dados de medição.

Dentre as alterações postas pela resolução, ficou decidido que o prazo para o julgamento do procedimento de desligamento para integrantes da CCEE diminuiu de 60 para 30 dias contados do inadimplemento. Para os consumidores varejistas inadimplentes, o prazo de antecedência mínima para a resolução contratual em caso de inadimplência foi reduzido de 30 para 15 dias. A distribuidora também deve notificar a CCEE quando houver suspensão de fornecimento do consumidor representado pelo varejista e a CCEE, por sua vez, notificará o varejista da suspensão do fornecimento informado pela distribuidora.

A partir desta regulamentação, o comercializador varejista deve divulgar em seu portal eletrônico, um modelo de contrato padrão de vigência anual, com previsão de distribuição do volume com sazonalidade e modulação flat, com objetivo de proporcionar maior transparência e facilidade de comparação entre os principais elementos dos contratos de representação varejista.

Pelas regras anteriores, os próprios consumidores livres eram responsáveis pelas informações prestadas à CCEE. Com a nova norma, as informações devem ser apresentadas pelo comercializador varejista que representa os consumidores que devem ser representados perante a CCEE. Essa obrigatoriedade deve constar nos contratos padrão de representação. A instrução de informações de um representado e a atualização de dados cadastrais devem ser encaminhadas à CCEE via sistema de informações a ser implementado. A CCEE deverá centralizar as informações relacionadas às migrações dos consumidores representados por comercializadores varejistas. Assim, o sistema de informações das migrações dos consumidores a ser criado e mantido pela CCEE deverá prever a possibilidade de incremento de parâmetros futuros, caso necessário.

Para a agregação de dados de medição e alocação ao varejista, a distribuidora deverá disponibilizar os dados de medição dos consumidores à CCEE. A Câmara recebe os dados de medição e atribui a carga de cada consumidor ao respectivo agente varejista. A CCEE agrupa as cargas atribuídas a cada agente varejista e, finalmente, a CCEE contabiliza o somatório de carga de cada agente varejista.

Houve ainda alteração no âmbito da REN nº 1.000/2021, com ajuste no art. 354, para incluir o dever da distribuidora de suspender o fornecimento de todas as unidades consumidoras modeladas na CCEE cuja representação por agente varejista tenha sido extinta.

11) Prorrogação temporária da tarifa de repasse de energia da Itaipu

Em 10 de dezembro de 2024, a REN nº 3.431 da ANEEL aprovou a prorrogação temporária da tarifa de repasse da potência contratada da Itaipu Binacional no valor de US\$ 17,66/kW.mês, pelo período de 1º de janeiro a 31 de março de 2025. Além disso, foi determinado o encaminhamento de Ofício ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBPar), com prazo de resposta de 45 dias, para que avaliem a implementação de medidas adicionais necessárias para viabilizar a manutenção da tarifa de repasse no patamar vigente, sem ônus adicional aos consumidores.

Conforme determina o Decreto nº 11.027/2022, a ENBPar encaminhou à ANEEL informações sobre os valores mensais de potência contratada para 2025 e o demonstrativo do saldo da Conta de Itaipu, com estimativa de saldo negativo em 2024 de aproximadamente R\$ 333 milhões. O Decreto também determina que os valores recompostos à Conta de Comercialização no exercício de 2024 deverão ser exclusivamente destinados ao pagamento do bônus de Itaipu em 2025, não sendo permitida sua utilização para cobrir eventuais insuficiências financeiras que venham a impactar a gestão da referida Conta.

Caso esse cenário de insuficiência de recursos se confirme, o Decreto nº 11.027/2022 prevê a possibilidade de que a ANEEL estabeleça imediatamente novas tarifas de repasse. Assim, para evitar ajustes tarifários extraordinários, foram sugeridas alternativas, como o aumento no aporte financeiro aprovado por Itaipu e a alteração do Decreto nº 11.027/2022 para a criação de uma conta de reserva.

As principais alterações da regulação setorial de 2024 no **segmento de transmissão** são destacadas a seguir:

12) 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.

Em 4 de Junho de 2024, durante a 19ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria Colegiada da ANEEL, por meio do Despacho nº 1.687/2024, determinou à STD que "no prazo de 150 (cento e cinquenta) dias, proponha metodologia para a análise do máximo esforço das transmissoras na cobrança dos valores dos encargos rescisórios, a ser aprovada pela Diretoria Colegiada." A proposta de metodologia ainda não foi discutida e aprovada pela Diretoria Colegiada.

13) Alteração na Valoração de Módulos Incompletos

Em 30 de janeiro de 2024, por meio da Resolução Normativa nº 1.083, de 2024, após as discussões ocorridas no âmbito da Consulta Pública nº 31/2023 foi aprovada a revisão 4.2 do Submódulo 9.1, a versão 4.2 do Submódulo 9.2 e a versão 2.1 do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que dentre outras definições tratou da valoração de módulos incompletos.

Desde maio de 2021, a ANEEL já vinha adotando uma abordagem para o cálculo das parcelas adicionais de RAP associadas (Receita Anual Permitida) a reforços e melhorias autorizados em obras que não compõem uma unidade modular completa do Banco de Preços de Referência (BPR). Ou seja, a Agência já vinha utilizando o orçamento informado pelas concessionárias como o investimento a ser considerado no cálculo das parcelas adicionais de RAP de obras que não compõem módulos completos. Além disso, nos processos de revisão, tais investimentos seriam revisados a partir da apuração do Valor Original Contábil – VOC dos ativos. Deste cenário foram exceituados 7 Tipos de Unidades de Cadastro – TUC mais relevantes:

TUC	Descrição
160	CHAVE
210	DISJUNTOR
310	PÁRA-RAIOS
375	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA ⁵
560	TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO
575	TRANSFORMADOR DE MEDIDA
580	TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES

Para esses casos, enquanto os equipamentos principais serão definidos a partir dos custos unitários definidos no BPR ANEEL para cada item (TUC) relacionado na Tabela acima, os demais materiais (Componentes Menores – COM) e serviços (Custos Adicionais – CA) que se somam à implementação das 7 TUC acima mencionadas, serão definidos a partir da fiscalização dos projetos vinculados às Ordens de Imobilização – ODI executadas pela transmissora.

As principais alterações da regulação setorial de 2024 no **segmento de geração** são destacadas a seguir:

14) Prorrogação de Prazos para manutenção dos descontos da TUSD/TUST para Projetos de Geração Renovável

Em abril de 2024, a Medida Provisória (MP) nº 1.212/2024 possibilitou a extensão por 36 meses do prazo para início da operação comercial de projetos de geração cujas outorgas foram solicitadas até março de 2021, garantindo o desconto nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essa medida beneficiou aproximadamente 600 projetos, adicionando potencialmente 25,5 GW de capacidade instalada ao Sistema Interligado Nacional.

Para tal, a ANEEL abriu discussões acerca do tema, tanto no que se refere as exigências e formas de entrega das garantias financeiras exigidas pela MP 1.212/2024 (Despacho nº 1.498/2024), quanto sobre a viabilidade de postergação de CUST/CUSD já firmado por geradores que aderiram a extensão da Medida Provisória (CP 013/2024: Obter subsídios referente ao tratamento regulatório específico para os empreendimentos abarcados pela MP nº 1.212/2024, no que diz respeito à postergação dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUSTs) por período superior a 12 meses).

15) Leilão de Reserva de Capacidade para tecnologias de armazenamento de energia (CP 176/2024)

Em 2024, a discussão sobre o leilão de reserva de capacidade para sistemas de armazenamento, incluindo baterias, foi liderada pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

A Consulta Pública nº 176/2024 foi aberta para debater diretrizes que assegurassem uma alocação eficiente de riscos e custos, além de incentivar investimentos nessa tecnologia emergente. Ele surgiu em resposta à necessidade de aumentar a flexibilidade e a segurança do sistema elétrico, especialmente diante da crescente participação de fontes intermitentes, como eólica e solar, que dependem de condições climáticas variáveis.

Os principais pontos de discussão foram no que diz respeito a formas de remuneração, penalidades, localidades para implementação dos equipamentos e critérios de cálculo das necessidades de contratação.

É previsto que o leilão ocorra ainda em 2025, de acordo com a minuta de portaria compartilhada durante a discussão da consulta pública.

16) Leilão de Reserva de Capacidade para fontes termelétricas e hidrelétricas (CP 160/2024)

Em 2024, o MME abriu a Consulta Pública nº 160, com o objetivo de obter contribuições para a elaboração da Portaria de Diretrizes destinada à realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 (LRCAP de 2024) para fontes termelétricas e hidrelétricas.

Como resultado das contribuições, no dia 31 de dezembro de 2024 foram publicadas as Portarias MME nº 96/2024 e nº 97/2025 que estabeleceram prazos e condições para cadastramento e realização do leilão, além dos produtos a serem negociados.

Resumidamente, será possibilitada a participação de usinas termelétricas a gás natural e biocombustíveis novas e existentes e hidrelétricas despachadas centralizadamente que adicionem potência ao sistema. O leilão ficou estipulado para 27 de junho de 2025.

17) Constrained-off/curtailment de usinas eólicas

Em dezembro de 2024 a ANEEL publicou as regras de comercialização para que seja possibilitado que a CCEE efetue os cálculos e respectivos resarcimentos dos eventos de constrained-off reconhecidos pela agência. As regras foram discutidas oficialmente em 2022, através da CP ANEEL 022/2022 com conclusão recente após anos de discussão do tema.

Outro tópico importante foi o reconhecimento pela ANEEL de que a ENBpar deve considerar o montante energético contabilizado pela CCEE, relacionado a evento de restrição de operação por razão de indisponibilidade externa, como parte da Energia gerada pelo Produtor para atendimento ao Contrato do PROINFA, de forma análoga ao que já se é reconhecido para as usinas com contratos por disponibilidade e contratos de energia de reserva. O reconhecimento foi dado através da publicação do Despacho 3.716/2024.

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:

Descrição	Reajustes Tarifários Anuais (RTAs)			
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE¹	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.311	3.314	3.372	3.409
Reajuste	7,02%	3,91%	-5,63%	1,33%
Parcela A	6,72%	3,96%	3,62%	-1,97%
Parcela B	1,50%	-1,93%	-0,31%	0,49%
Componentes Financeiros	-1,20%	1,88%	-8,94%	2,81%
Efeito para o consumidor	5,63%	1,46%	0,00%	3,03%
Data de entrada em vigor	22/03/2024	08/04/2024	19/08/2024	23/10/2024

Nota: (1) Em decorrência dos eventos climáticos severos ocorridos no Rio Grande do Sul em maio de 2024, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu Reajuste Tarifário Anual (RTA) até 18/08/2024, pois se entendeu não ser prudente a aplicação de reajuste positivo significativo naquele momento. Em agosto, a Companhia acordou com a Aneel uma postergação tarifária, que levou a criação de um ativo regulatório a ser recomposto nos RTAs de 2026 e 2027, atualizado por SELIC, repercutindo em um impacto zero aos consumidores no ano de 2024 e menor oscilação tarifária nos anos seguintes.

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"):

Após a conclusão dos processos de Revisão Tarifária de 2023 das concessionárias prorrogadas, da Revisão da RAP dos Reforços e Melhorias de 2023 das concessionárias licitadas e da Revisão de 2024 das concessionárias licitadas, foi homologado pela ANEEL o Reajuste Tarifário das Transmissoras, através da Resolução Homologatória nº 3.348 de 16 de julho de 2024 para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025.

A RAP do Contrato de Concessão prorrogado nº 055/2001, sem considerar a parcela de ajuste, é de R\$ 1,029 bilhão, representando uma redução na ordem de 8,24% quando comparada à RAP Homologada do ciclo anterior (2023-2024). Essa redução é devida principalmente a publicação do resultado da RTP, onde as variações da RBSE econômica e dos custos operacionais (CAOM) foram os principais redutores.

						(em milhares de reais)
REH 3.216/2023 (*)	IPCA	Ampliações, Baixas Parcela reforços e e de melhorias ajustes ajuste			REH 3.348/2024	
1.122.021	38.896	25.334	-156.637	-173.629	855.985	

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

A Receita Homologada líquida (de PIS e COFINS) total da CPFL Transmissão apresenta a composição abaixo, conforme a abertura da RAP dos Contratos de Concessão prorrogado nº 055/2001 e os licitados, nº 001/2011 (TESB), nº 003/2013 (Piracicaba), nº 006/2015 (Morro Agudo), nº 020/2018 (Maracanaú), nº 005/2019 (SUL I), nº 011/2019 (SUL II), nº 080/2002 e nº 004/2021:

Contrato de Concessão	RBSE	RBNI	RBL	Parcela de Ajuste	TOTAL 2024 (*)	TOTAL 2023 (*)
055/2001	CPFL-T	791.816	237.798	-	-173.629	855.985
001/2011	TESB	-	4.046	41.831	-2.655	43.223

003/2013	PIRACICABA	-	-	16.641	436	17.077	15.173
006/2015	MORRO AGUDO	-	-	19.807	-195	19.613	18.667
020/2018	MARACANAÚ	-	-	10.974	-85	10.889	10.466
005/2019	CPFL SUL I	-	-	35.878	-1.505	34.373	34.174
011/2019	CPFL SUL II	-	-	46.088	-2.317	43.772	40.772
004/2021	CACHOEIRINHA	-	-	11.161	521	11.682	-
080/2002	CPFL-T	-	-	21.363	-926	20.437	20.989

(*) Valores homologados considerando a parcela de ajuste.

Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

Em 2024 ocorreram 5 Revisões Tarifárias na CPFL-T, abrangendo o Contrato de Concessão prorrogado nº 055/2001 (RTP postergada de 2023 para 2024) e quatro licitados, Contratos de Concessão nº 020/2018-ANEEL (Maracanaú), nº 005/2019-ANEEL (CPFL Sul I), nº 011/2019- ANEEL (CPFL Sul II) e contrato nº 003/2013 (CPFL Piracicaba - Revisão da RAP dos Reforços e Melhorias postergados da RTP de 2023).

Referente ao Contrato de Concessão prorrogado nº 055/2001 (CEEE-T), a ANEEL instaurou a Consulta Pública (CP) nº 12/2024, para apresentar os **resultados da RTP 2023** (ref. 01/07/2023), a qual teve sua conclusão no início do mês de julho/2024. Os custos operacionais regulatórios (CAOM) foram estabelecidos com base nos valores da CP nº 31/2023. A CPFL-T apresentou uma eficiência de 112,5% no benchmark dos custos operacionais e uma trajetória de receita decrescente em virtude da metodologia. A Revisão foi processada de forma definitiva dentro do estabelecimento da RAP para o ciclo 2024-2025, contemplando as finalizações dos processos: (i) aprimoramento metodológico do **CAOM Regulatório** e (ii) conteúdo fiscalizado dos **relatórios de avaliação da BRR**.

Conforme a metodologia da RTP, os valores relativos à base blindada são atualizados considerando o Wacc regulatório do ano da Revisão e o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-bases das revisões anterior e atual. A taxa média de depreciação dos ativos é de 3,33% ao ano.

O índice de reposicionamento da RAP do contrato nº 055/2001 (CEEE-T) foi de -14,17%. Os fatores com maior relevância foram a revisão da receita associada à RBSE e os custos operacionais (CAOM). Os Reforços e Melhorias das instalações classificadas como RBNI, são divididos entre os ativos blindados em 2018 que foram depreciados e aplicada nova Wacc (-18,66%) e o incremental os que foram blindados em 2023 (+ 22,11%).

Resultado da Revisão Tarifária Contrato prorrogado nº 055/2001 (valores a jun/2023)

	DSP 4.675 / 2023	RTP 2023	Variação
RBSE Econômico	<u>202.126.573,71</u>	<u>116.214.599,94</u>	<u>-42,50%</u>
RBSE CAOM	<u>403.080.223,58</u>	<u>386.374.078,21</u>	<u>-4,14%</u>
RBNI	<u>215.830.486,93</u>	<u>202.082.309,81</u>	<u>-6,37%</u>
TOTAL	<u>821.037.284,22</u>	<u>704.670.987,96</u>	<u>-14,17%</u>

Para os contratos licitados, foi encerrada a Consulta Pública (CP) nº 11/2024, com data de revisão em julho de 2023 para o contrato nº 003/2013 (CPFL Piracicaba) e julho de 2024, para os contratos nº 020/2018-ANEEL (Maracanaú), nº 005/2019-ANEEL (CPFL Sul I) e nº 011/2019- ANEEL (CPFL Sul II). Nestes contratos, foi realizada a Revisão do Custo de Capital de Terceiros, utilizado para o cálculo do WACC, aplicado na Receita Ofertada no Leilão, uma vez que não possuem Reforços ou Melhorias autorizados com valores de RAP estabelecidos provisoriamente pela ANEEL. Pela mesma razão, a base regulatória dos contratos licitados contém somente ativos originados na implantação dos empreendimentos, que nos respectivos contratos de concessão, não há previsão de revisão. Consequentemente, estes ativos não têm Valor Novo de Reposição, apenas os valores contábeis de AIS que constam nas respectivas demonstrações.

Resultado da Revisão Tarifária Contratos licitados (Valores jun/24)

<u>Contrato de Concessão</u>	<u>Ano RTP</u>	<u>REH 2023</u>	<u>RTP 2023/2024</u>	<u>Variação</u>
<u>003/2013 - Piracicaba</u>	<u>2023</u>	<u>14.844,22</u>	<u>16.012,58</u>	<u>7,87%</u>
<u>020/2018 - Maracanaú</u>	<u>2024</u>	<u>10.658,84</u>	<u>10.974,23</u>	<u>2,96%</u>
<u>005/2019 - Sul I</u>	<u>2024</u>	<u>34.856,08</u>	<u>35.878,03</u>	<u>2,93%</u>
<u>011/2019 - Sul II</u>	<u>2024</u>	<u>44.776,45</u>	<u>46.088,15</u>	<u>2,93%</u>
Total		<u>105.135,58</u>	<u>108.952,99</u>	<u>3,63%</u>

2. Desempenho operacional

Vendas de energia

Em 2024, o fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores cativos) totalizou 45.229 GWh, apresentando uma redução de 0,1% (ou seja, 59 GWh a menos) em comparação a 2023.

Destacam-se os desempenhos das classes residencial, comercial e industrial, que juntas representam 82,5% do fornecimento de energia elétrica:

- Classe Residencial: aumento de 6,0% refletindo o bom desempenho da massa de renda e temperaturas mais altas registradas em 2024 em comparação a 2023;
- Classes Comercial e Industrial: aumentos de 6,3% e 3,0%, respectivamente, devido ao bom desempenho industrial, produtivo e da massa de renda, além de temperaturas mais elevadas.

O suprimento de energia elétrica, considerando o uso do sistema, outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 26.784 GWh, representando um incremento de 49,6% (8.876 GWh). Esse desempenho reflete a migração de clientes cativos para o mercado livre, além da movimentação de permissionárias para o 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.

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC			
	DEC (horas)		FEC (nº vezes)	
	2024	2023	2024	2023
CPFL Paulista	4,78	5,14	3,01	3,26
CPFL Piratininga	4,39	4,57	3,25	3,14
CPFL Santa Cruz	4,84	5,04	3,05	3,22
RGE	9,09	8,63	4,42	3,98

* Valores Anualizados

Desempenho no segmento de geração de energia elétrica

O ano de 2024 foi marcado por uma melhor performance de nossos parques eólicos em relação a 2023. Nossa disponibilidade permaneceu em um patamar elevado, de 94,7%, e contribuiu para o resultado do ano, e a geração eólica cresceu 1,8%. apesar do impacto nas 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 impactou negativamente as nossas UHEs e PCHs, resultando em uma redução de 22,2% e 27,5% na vazão, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2024, a capacidade instalada do segmento de Geração do grupo CPFL totalizava 4.226 MW, compreendendo 8 usinas hidrelétricas (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 46 PCHs e CGHs (472 MW), 4 usinas termelétricas a biomassa (185 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 finalizamos a PCH Lucia Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, com entrada em operação comercial em janeiro de 2025.

Desempenho no segmento de transmissão de energia elétrica

A CPFL Transmissão demonstrou um desempenho técnico-operacional robusto ao longo de 2024, apesar do aumento de eventos relacionados a alterações climáticas, notadamente as enchentes no Rio Grande do Sul em maio/2024.

Energia Não Suprida ("ENS")

O indicador de ENS consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da

indisponibilidade para a sociedade. Em 2024, o ENS totalizou 901,37 MWh, comparado a 692,54 MWh em 2023, representando um aumento de 30,2%. A diferença está relacionada ao incremento de intervenções para viabilizar o plano de renovação e ampliação dos ativos de transmissão.

Parcela Variável ("PV") Descontada

A PV Descontada consiste na relação percentual dos descontos de PV efetivados sobre a base do Faturamento Mensal da Transmissora. Tais dados são disponibilizados mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS").

Em 2024, a PV Descontada foi de 0,635%, comparado a 1,223% registrados em 2023, representando uma diminuição de 48,1%. Essa redução deve-se à devolução dos descontos aplicados em 2023, relacionados a um evento climático excepcional ocorrido em janeiro de 2022. A caracterização desse evento como Caso Fortuito Maior está em tratativas com a ANEEL e o Judiciário.

3. Desempenho econômico-financeiro

Receita operacional

A receita operacional bruta foi de R\$ 61.085 milhões, representando um aumento de 7,7% (R\$ 4.363 milhões), decorrente dos seguintes aumentos: (i) de 3,6% no fornecimento de energia elétrica (R\$ 1.209 milhões); (ii) de 19,8% na receita com construção da infraestrutura da concessão (R\$ 924 milhões); (iii) de 14,6% no suprimento de energia elétrica (R\$ 845 milhões); (iv) de 12,2% na Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD) (R\$ 769 milhões); e (v) de 7,7% em outras receitas operacionais (R\$ 615 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 18.457 milhões, apresentando um aumento de 8,7% (R\$ 1.478 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 42.628 milhões, representando um aumento de 7,3% (R\$ 2.885 milhões).

Geração operacional de caixa – EBITDA

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 13.134 milhões, um aumento de 2,4% (R\$ 304 milhões), refletindo principalmente o aumento de 7,3% (R\$ 2.885 milhões) na receita operacional líquida e o aumento de 5,4% (R\$ 17 milhões) na equivalência patrimonial. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes fatores: (i) aumento de 10,5% (R\$ 1.851 milhões) nos custos com energia elétrica, e (ii) aumento de 7,8% (R\$ 748 milhões) nos custos e despesas operacionais, inclusive gastos com previdência privada e custos com construção de infraestrutura.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

	2024	2023
Lucro Líquido	5.761.554	5.537.162
Depreciação e amortização	2.303.124	2.249.618
Amortização Mais Valia de Ativos	329	577
Resultado financeiro	2.741.335	2.556.840
Contribuição social	620.678	668.553
Imposto de renda	1.706.661	1.817.068
EBITDA	13.133.681	12.829.818

*Conforme Resolução CVM nº 156/22.

Lucro Líquido

Em 2024, o lucro líquido do exercício atingiu R\$ 5.762 milhões, um aumento de 4,1% (R\$ 224 milhões), refletindo principalmente o aumento de 2,4% (R\$ 304 milhões) no EBITDA e a redução de 6,4% (R\$ 158 milhões) de imposto de renda e contribuição social. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes aumentos: (i) de 7,2% (R\$ 184 milhões) nas despesas financeiras líquidas; e (ii) de 2,4% (R\$ 53 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 2024 base para distribuição

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

R\$ mil	2024
Luro Líquido Controladora	5.457.652
Realização de Reserva de Lucros a Realizar	3.234
Realização de Resultado Abrangente	12.050
Dividendos Prescritos	16.928
Lucro Líquido Base para Destinação	5.489.864
Reserva Legal	-
Reserva de Lucros a Realizar	874.241
Reserva de Capital de Giro	1.396.020
Dividendos Mínimos Obrigatórios	1.364.413
Dividendos Adicionais Propostos	1.855.190
Dividendo Total Proposto	3.219.603

O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 3.220 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 2,794176750 por ação, relativo ao exercício de 2024 e será distribuído após a aprovação em AGO.

Endividamento

No final de 2024, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$ 30.445 milhões, apresentando um aumento de 3,4%. As disponibilidades totalizaram R\$ 3.547 milhões, uma redução de 35,9%. Com isso, a dívida financeira líquida passou para R\$ 26.898 milhões, registrando um aumento de 12,4%. Esse aumento é principalmente consequência do forte investimento (CAPEX) realizado em todos os segmentos do grupo CPFL.

4. Investimentos

Em 2024, foram realizados investimentos de 5.795 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 4.544 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 411 milhões à geração e R\$ 83 milhões à comercialização, serviços e outros. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 758 milhões relacionado ao segmento de transmissão.

Entre os investimentos da CPFL Energia em 2024 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 2024, nossas distribuidoras possuíam 10,7 milhões de clientes, um acréscimo de 0,2 milhões de clientes. Nossa rede de distribuição consistia em 345.785 km de linhas de distribuição, incluindo 530.081 transformadores de distribuição. Nossas quatro subsidiárias de distribuição tinham 12.174 km de linhas de distribuição de alta tensão, entre 23 kV e 138 kV. Nesta data, detínhamos 594 subestações

transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 20.363 MVA (acréscimo de 188 MVA);

Geração: em 2024, foram investidos R\$ 411 milhões, destinados principalmente à finalização da PCH Lucia Cherobim e manutenção de parques eólicos e usinas;

Transmissão: em 2024, foram realizados investimentos de R\$ 758 milhões, para a manutenção e expansão do negócio.

5. Governança corporativa

A CPFL Energia ("Companhia") é a holding do Grupo CPFL, com mais de 110 anos de atuação no setor de energia elétrica 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 2024, a CPFL Energia completou 20 anos da abertura de seu capital na B3 S.A – Brasil, Bolsa e Balcão ("B3"), na qual está listada no segmento de Novo Mercado e entre os primeiros colocados no ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial). Este segmento de listagem diferenciado reúne empresas que aderem voluntariamente às melhoras 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 nos 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 compete ao Conselho de Administração ("CA") e à 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 3 mulheres (representando 45% do órgão), que representam a oportunidade de introduzir novas experiências nos debates.

Os 5 comitês de assessoramento (Finanças e Gestão de Riscos e Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG, Auditoria, Partes Relacionadas e Pessoas) auxiliam o CA 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 e as atribuições dos membros está no Estatuto Social da CPFL Energia, disponibilizado no site de Relações com Investidores da companhia.

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 e uma coordenação: Gerência de Governança Corporativa, Gerência Jurídico-Societária e a Coordenação de Assuntos do CA. Em 2024 o World Finance reconheceu pela segunda vez a Diretoria de Governança Corporativa da CPFL como melhor Governança Corporativa do Brasil.

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 2024 a coordenação monitorou 233 temas, 140 contratos e divulgou 40 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.

A coordenação também desempenha um papel fundamental através da análise e estruturação de KPIs e relatórios estratégicos que oferecem insights cruciais sobre desempenho, eficiência e qualidade dos processos. Esses indicadores de governança identificam oportunidades de melhoria e contribuem para a tomada de decisão informada. Ao fornecer informações claras e precisas, a área contribui diretamente com a estrutura da Diretoria de Governança Corporativa, garantindo eficiência e nas atividades decorrentes das reuniões dos órgãos de governança do grupo.

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>.

6. Mercado de capitais

Em 31 de dezembro de 2024, a CPFL Energia possuía 16,29% de suas ações em circulação

no mercado (*free float*), tendo suas ações negociadas no Brasil (B3).

Em 2024, as ações da CPFL Energia apresentaram uma variação de -18,0%, se ajustado o pagamento de dividendos, essa variação foi de -10,8%, em relação ao ano anterior, encerrando o ano cotadas a R\$ 31,59 por ação. O volume médio diário de negociação atingiu R\$ 62,9 milhões na B3, representando um acréscimo de 0,2% em relação a 2023. A discussão referente à renovação das concessões, junto a um cenário macroeconômico mais desafiador com juros mais altos, contribuíram para essa queda no preço das ações. O número de negócios realizados na B3 apresentou uma queda de 9,4%, passando para uma média diária de 7.177 negócios, em 2024.

B3			
Data	CPFE3	IEE	IBOV
30/12/2024	R\$ 31,59	77.455	120.283
28/12/2023	R\$ 38,51	94.957	134.185
Var. 12M	-18,0%	-18,4%	-10,4%

Na B3, a CPFL Energia compõe os índices IBOVESPA, IBrX-100, IEE, IDIV, IGC, ITAG, ISE, ICO2 e IDIVERSA sendo o ISE e o ICO2, índices da bolsa brasileira que consideram o tema da sustentabilidade, já o IDIVERSA trata sobre diversidade.

A Companhia está também nos índices FTSE4Good *Emerging Markets* e FTSE4GOOD Latin America Markets, ambos da Bolsa de Londres.

7. 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 destaque a seguir.

Plano ESG 2030: aprovado em 2022 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 atualmente em 24 compromissos públicos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

Plataforma de Sustentabilidade: ferramenta de gestão do desempenho 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 2024: integrante dos Índices de Sustentabilidade Empresarial (ISE) – em segundo lugar no ranking geral e primeiro lugar do setor elétrico, de Carbono Eficiente (ICO2) e de Diversidade (IDIVERSA) da Bolsa de Valores de São Paulo (B3); selo Ouro no Programa GHG Protocol; Lista A do CDP; premiado no Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC) como a melhor do setor elétrico na região sudeste (CPFL Santa Cruz) e na região sul (RGE); Prêmio de Melhor Governança Corporativa pelo World Finance; a Melhor do Setor Elétrico pela Exame; as quatro distribuidoras do Grupo foram finalistas do Prêmio ABRADEE, categoria Responsabilidade Socioambiental, sendo a CPFL Paulista em primeiro lugar; Prêmio Valor 1000; e, Projeto Dessalinizador no Rio Grande do Norte reconhecido pelo Pacto Global da ONU – Rede Brasil durante a COP29, na categoria Saneamento, pelo Movimento +Água.

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 aos fóruns executivos. O Programa conta, ainda, com um canal de ética externo e independente e um processo robusto 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 2024, temos como principal destaque a ampliação do escopo da certificação ISO 37001 para Sistema de Gestão Antissuborno e Anticorrupção, o que atesta o alto padrão de governança e transparência com que o Grupo CPFL conduz suas atividades. Tivemos ainda a atualização da matriz de riscos de Compliance, aplicação da segunda edição da pesquisa de maturidade do programa de integridade, desenvolvemos e implementamos o procedimento de doações e atualizamos e robustecemos o procedimento de conflito de interesses. O Programa contou ainda com um robusto plano de treinamentos para 2024 atingindo principalmente o público operacional, bem como treinamentos conduzidos em parceria com CPFL+Diversa e CIPA. Em 2024 tivemos a celebração do dia da integridade, pela primeira vez na cidade de Santos/SP, com a presença do jornalista esportivo Felipe Andreoli e um treinamento focado para liderança ministrado pelo professor doutor Alexandre Di Micelli. Contamos também com o lançamento da campanha de comunicação “integridade é prioridade” e 12 Conversas Mensais de Integridade, das quais destacamos os temas “Política Anticorrupção”, “Assédio moral e tratamento desrespeitoso”, “Assédio sexual e importunação sexual”, e “Relacionamento com agentes público e boas práticas em ano eleitoral”, 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 2024, o grupo CPFL destinou R\$ 34 MM através das leis de incentivo fiscal de ICMS, IR, CMDCA e CMI.

Resultados 2024:

1) CPFL nos Hospitais: Com nossa frente CPFL nos Hospitais, que engloba projetos de melhorias estruturais e de humanização hospitalar, apoiamos 27 hospitais, beneficiando mais de 665 mil pessoas.

2) CPFL Jovem Geração: Com a frente CPFL Jovem Geração, beneficiamos 15.795 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 2024, ocorreu a 8ª temporada da frente Intercâmbio Brasil><China, que impactou 835 mil pessoas. Essa edição contou com uma exposição de arte chinesa, espetáculos de dança, dois festivais culturais, publicações de livros, concertos de música e dois encontros especiais do café filosófico cpfl, além de uma playlists de música no Spotify e um canal exclusivo no YouTube.

4) Circuito CPFL: Em 2024, através da frente Circuito CPFL, levamos cinema movido a energia solar para 84 cidades, rodamos mais de 15 mil quilômetros, beneficiando mais de 20 mil espectadores.

5) Café Filosófico CPFL: Com nossa frente Café Filosófico CPFL, em 2024, realizamos 33 gravações em nosso estúdio e 1 gravação especial comemorativa em Ribeirão Preto. Ao todo, ao longo de 2024, foram 153 exibições dos programas Café e Café Expresso na TV Cultura e no Youtube e 23 milhões de visualizações em ações digitais.

(7) Eficiência energética (0,5% da ROL): Eficiência Energética (0,5% da ROL): em 2024 foram investidos R\$ 60,3 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: (a) R\$ 17,9 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na regularização de 2.141 clientes; substituição de 47.531 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); 1.077 geladeiras substituídas; e, 50 trocadores de calor em substituição aos chuveiros tradicionais, totalizando 14.033 famílias beneficiadas, incluindo principalmente as afetadas pelas enchentes no estado do RS. Foram investidos também, (b) R\$ 1,9 milhões em projetos educacionais, com foco na Olimpíada Nacional de Eficiência Energética, que beneficiou 17.897 alunos do ensino fundamental no uso consciente e seguro da energia elétrica. Tivemos ainda, (c) cerca de R\$ 10,6 milhões investidos em prédios públicos que proporcionaram a substituição de 5.684 pontos de Iluminação por LED; 573 KWp instalados em sistemas fotovoltaicos; e, 4.933 pontos de iluminação pública. Por fim, (d) investimento de R\$ 31,2 milhões no Programa de Hospitais, que está implementando 8.857 KWp instalados Sistemas de Geração Fotovoltaica e realizando a substituição de lâmpadas por LED em 71 hospitais Públicos e Filantrópicos das áreas de concessão.

Gestão de Recursos Humanos: Em 2024, treinamos 12.241 colaboradores. Foram 359 mil horas treinadas. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com Escolas para formação de eletricistas ao longo do ano, foram 39 turmas, 651 participantes, 574 aprovados, 430 contratados e 5 em processo de admissão.

Rede de Valor: Em 2024, foram realizados 2 encontros da Rede de Valor, todos em formato online. Eles contaram com a participação de 120 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.

8. 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 2024, 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
Serviços de Benchmarking para dados de Capital Humano
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 Instrução 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.

9. 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.

Constrained-off/Curtailment: Redução da geração de energia de uma usina por questões operativas do Sistema Interligado Nacional.

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 compe(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.

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

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

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

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

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

RTA: reajuste tarifário anual.

RTE: reajuste tarifário extraordinário.

RTP: revisão tarifária periódica.

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.

10. Agradecimentos

A Administração da CPFL Energia agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades da área de atuação de suas empresas controladas, pela confiança depositada na Companhia no ano de 2024. 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	2
PASSIVO	3
DRE	4
DRA	5
DMPL	6
DFC	7
DVA	8
(1) CONTEXTO OPERACIONAL.....	9
(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	14
(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS	16
(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO	28
(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	29
(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS.....	30
(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS.....	30
(8) TRIBUTOS A COMPENSAR	31
(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL.....	33
(10) CRÉDITOS E (DéBITOS) FISCAIS DIFERIDOS.....	34
(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO.....	37
(12) OUTROS ATIVOS	38
(13) INVESTIMENTOS	38
(14) IMOBILIZADO.....	44
(15) ATIVO CONTRATUAL.....	45
(16) INTANGÍVEL	46
(17) FORNECEDORES	48
(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	49
(19) DEBÊNTURES	52
(20) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA	54
(21) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER	63
(22) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS	64
(23) OUTRAS CONTAS A PAGAR.....	67
(24) PATRIMÔNIO LÍQUIDO	68
(25) LUCRO POR AÇÃO	70
(26) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA.....	71
(27) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA.....	73
(28) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	73
(29) RESULTADO FINANCEIRO.....	74
(30) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO	74
(31) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS.....	75
(32) SEGUROS	77
(33) GESTÃO DE RISCOS	77
(34) INSTRUMENTOS FINANCEIROS	80
(35) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA	85
(36) COMPROMISSOS.....	86
(37) EVENTOS SUBSEQUENTES	86



CPFL Energia S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2024 e 2023
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	191.538	171.795	1.973.401	4.435.186
Títulos e valores mobiliários	6	50.029	-	1.573.654	1.097.438
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	5.883.894	6.190.130
Estoques		-	-	221.573	151.744
Dividendo e juros sobre o capital próprio	13	1.215.355	883.352	19.115	10.286
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	636	13.117	715.764	655.247
Outros tributos a compensar	8	14.341	16.911	653.181	589.175
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8	-	-	1.919.127	2.355.498
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	31	153.103	-	-	-
Derivativos	34	-	-	915.621	88.315
Ativo financeiro setorial	9	-	-	393.443	293.066
Ativo contratual	15	-	-	774.368	746.783
Outros ativos	12	193	282	1.508.406	1.438.485
Total do circulante		1.625.195	1.085.457	16.551.546	18.051.353
Não circulante					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	186.371	164.914
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	31	-	37.942	-	-
Depósitos judiciais	22	314	547	749.936	789.734
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	24	411	503.271	85.147
Outros tributos a compensar	8	-	-	479.460	515.153
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8	-	-	3.652.513	4.162.169
Ativo financeiro setorial	9	-	-	337.522	200.111
Derivativos	34	-	-	193.542	590.935
Créditos fiscais diferidos	10	2.727	3.081	266.798	325.404
Ativo financeiro da concessão	11	-	-	25.209.768	21.617.521
Investimentos em instrumentos patrimoniais		-	-	144.961	39.435
Outros ativos	12	1.487	4.312	331.087	377.313
Investimentos	13	20.562.295	18.291.206	581.364	520.662
Imobilizado	14	4.584	4.575	9.752.282	10.135.751
Intangível	16	55	98	7.824.433	8.973.764
Ativo contratual	15	-	-	10.364.338	8.421.862
Total do não circulante		20.571.486	18.342.171	60.577.648	56.919.874
Total do ativo		22.196.681	19.427.628	77.129.194	74.971.227

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Circulante					
Fornecedores	17	2.117	1.942	3.890.827	3.692.489
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	4.587.739	3.531.710
Debêntures	19	-	-	815.233	980.841
Entidade de previdência privada	20	-	-	336.398	549.549
Imposto de renda e contribuição social a recolher	21	12.347	14.842	440.904	771.899
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	21	7.811	8.118	784.498	1.076.007
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	31	-	-	-	3.140.112
Dividendo		1.396.390	473.085	1.510.207	570.319
Derivativos	34	-	-	8.178	61.015
Passivo financeiro setorial	9	-	-	927.285	1.163.287
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	12.699	6.106
PIS/COFINS devolução consumidores	8	-	-	1.072.326	1.609.435
Outras contas a pagar	23	25.572	26.365	2.984.242	2.609.339
Total do circulante		1.444.236	524.352	17.370.535	19.762.108
Não circulante					
Fornecedores	17	-	-	254.364	397.422
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	7.690.254	9.979.666
Debêntures	19	-	-	15.695.112	11.944.886
Entidade de previdência privada	20	-	-	451.514	1.503.118
Imposto de renda e contribuição social a recolher	21	-	-	245.142	274.976
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	21	-	-	997.778	934.248
Débitos fiscais diferidos	10	-	-	2.665.302	2.318.542
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	22	505	292	1.561.980	1.513.371
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	31	-	-	2.485.694	-
Derivativos	34	-	-	272.377	495.825
Passivo financeiro setorial	9	-	-	798.912	458.436
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	151.778	164.655
PIS/COFINS devolução consumidores	8	-	-	3.864.430	4.311.128
Outras contas a pagar	23	20.178	23.518	828.992	914.090
Total do não circulante		20.683	23.810	37.963.630	35.210.366
Patrimônio líquido					
Capital social	24	9.388.071	9.388.071	9.388.071	9.388.071
Reserva de capital		(1.394.956)	(1.396.906)	(1.394.956)	(1.396.906)
Reserva legal		1.877.614	1.877.614	1.877.614	1.877.614
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		7.033.014	5.636.993	7.033.014	5.636.993
Reserva de lucro a realizar		3.075.193	2.204.186	3.075.193	2.204.186
Dividendo		1.855.190	2.735.872	1.855.190	2.735.872
Resultado abrangente acumulado		(1.102.363)	(1.566.364)	(1.102.363)	(1.566.364)
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		20.731.762	18.879.466	20.731.762	18.879.466
Total do patrimônio líquido		20.731.762	18.879.466	21.795.029	19.998.753
Total do passivo e do patrimônio líquido		22.196.681	19.427.628	77.129.194	74.971.227

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 2024 e 2023

(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Receita operacional líquida				
Custo do serviço	26	730	271	42.628.210
Custo com energia elétrica	27	-	-	(19.519.468)
Custo com operação		-	-	(4.371.836)
Depreciação e amortização		-	-	(1.817.542)
Outros custos com operação	28	-	-	(2.554.294)
Custo com serviço prestado a terceiros	28	-	-	(5.168.133)
Lucro operacional bruto		730	271	13.568.773
Despesas operacionais				
Despesas com vendas		-	-	(981.340)
Depreciação e amortização		-	-	(10.760)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		-	-	(416.808)
Outras despesas com vendas	28	-	-	(553.772)
Despesas gerais e administrativas		(53.229)	(54.326)	(1.588.046)
Depreciação e amortização		(3.427)	(5.264)	(142.031)
Outras despesas gerais e administrativas	28	(49.802)	(49.062)	(1.446.015)
Outras despesas operacionais		-	-	(505.620)
Amortização de intangível da concessão		-	-	(332.791)
Outras despesas operacionais	28	-	-	(172.829)
Resultado do serviço		(52.499)	(54.055)	10.493.767
Resultado de participações societárias	13	5.607.957	5.636.482	336.462
Resultado antes do resultado financeiro		5.555.458	5.582.427	10.830.229
Resultado financeiro	29			
Receitas financeiras		(15.527)	(261)	1.601.868
Despesas financeiras		(2.728)	(2.210)	(4.343.203)
Lucro antes dos tributos		(18.255)	(2.470)	(2.741.335)
Contribuição social		5.537.203	5.579.957	(2.556.840)
Imposto de renda		(20.022)	(13.054)	(620.678)
		(59.529)	(39.802)	(1.706.661)
		(79.551)	(52.856)	(2.327.339)
Lucro líquido do exercício		5.457.652	5.527.101	5.761.554
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores				5.457.652
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores				303.902
Lucro por ação atribuído aos acionistas controladores - R\$	25			4,74
				4,80

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 2024 e 2023
(Em milhares de reais)

	Controladora	
	2024	2023
Lucro líquido do exercício	5.457.652	5.527.101
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Resultado abrangente do exercício reflexo sobre os investimentos da Companhia	472.792	(358.968)
Resultado abrangente do exercício	5.930.444	5.168.133
	Consolidado	
	2024	2023
Lucro líquido do exercício	5.761.554	5.537.162
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (Perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	478.915	(358.015)
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários.	(6.123)	(953)
Resultado abrangente consolidado do exercício	6.234.346	5.178.194
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	5.930.444	5.168.133
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	303.902	10.061

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 2024 e 2023
(Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de lucros					Resultado abrangente acumulado			Participação de acionistas não controladores			
		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	
	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
Saldos em 31 de dezembro de 2022													
Resultado abrangente total													
Lucro líquido do exercício													
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários													
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários													
Mutações internas do patrimônio líquido													
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado		166.949	1.699.527	520.445			(26.612)		(2.360.310)		(1.778)	3.557	1.780
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído							(40.321)		40.321		(2.693)	2.693	-
Constituição da reserva legal			166.949				13.709				916	(916)	-
Constituição/Reversão de reserva de lucros no exercício				1.699.527	520.445				(166.949)				-
Outras movimentações									(2.219.973)				1.780
Transações de capital com os acionistas													
Aumento (redução) de capital		(568)		(902.628)		1.524.720			(3.166.790)	(2.545.266)		(175.900)	(2.721.166)
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle		(568)										(4.284)	(4.284)
Dividendo									(437.410)	(437.410)		1.190	622
Dividendo prescrito									6.491	6.491			(437.410)
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
Resultado abrangente total													
Lucro líquido do exercício									472.792	5.457.652	5.930.444	-	303.902
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários										5.457.652	5.457.652	-	303.902
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários									(6.123)		(6.123)		(6.123)
Mutações internas do patrimônio líquido													
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado			1.396.020	871.007			(8.792)		(2.254.978)	3.258	(1.167)	(5.372)	(3.281)
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído							(13.321)		13.321		(1.768)	1.768	-
Constituição/Reversão de reserva de lucros no exercício			1.396.020	871.007			4.529				601	(601)	-
Outras movimentações									(2.267.028)				-
Transações de capital com os acionistas		1.950								(3.202.674)	(4.081.406)		(353.383)
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle		1.950								1.950		(7.384)	(5.434)
Dividendo										(1.364.413)	(1.364.413)		(1.364.413)
Dividendo prescrito										16.928	16.928		16.928
Aprovação da proposta de dividendo							(2.735.872)			(2.735.872)		(345.999)	(3.081.871)
Dividendo adicional proposto							1.855.190			(1.855.190)			-
Saldos em 31 de dezembro de 2024	9.388.071	(1.394.956)	1.877.614	7.033.014	3.075.193	1.855.190	238.710	(1.341.073)	-	20.731.762	-	1.063.267	21.795.029

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 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Lucro antes dos tributos	5.537.203	5.579.957	8.088.893	8.022.782
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Depreciação e amortização	3.427	5.264	2.303.124	2.249.618
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	2.035	1.580	309.228	350.698
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	416.808	277.454
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	(4.428)	(6.405)	2.432.471	2.331.084
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	-	-	127.863	163.307
Equivalência patrimonial	(5.607.957)	(5.636.482)	(336.462)	(318.708)
Ajuste a valor justo em investimento	-	-	(102.638)	49.607
Perda (ganho) na baixa de não circulante	-	-	341.593	135.818
Provisão de redução a valor recuperável	-	-	(56.022)	334.193
Outros	-	-	(1.053.864)	(834.325)
	(69.720)	(56.086)	12.470.994	12.761.527
Redução (aumento) nos ativos operacionais				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(130.252)	(1.347.403)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	3.429.313	2.008.135	266.361	361.259
Tributos a compensar	75.251	81.653	933.256	2.719.583
Depósitos judiciais	240	16	81.701	(27.029)
Ativo financeiro setorial	-	-	(280.307)	47.323
Contas a receber - CDE	-	-	(182.936)	(120.140)
Adições de ativo de transmissão	-	-	(720.162)	(582.062)
Outros ativos operacionais	395	430	1.070.023	852.356
Aumento (redução) nos passivos operacionais				
Fornecedores	175	(126)	75.572	407.795
Outros tributos e contribuições sociais	(1.247)	(10.376)	389.339	578.910
Outras obrigações com entidade de previdência privada	-	-	(558.008)	(668.047)
Taxas regulamentares	-	-	(69.416)	91.908
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(1.854)	(1.464)	(374.747)	(273.370)
Passivo financeiro setorial	-	-	(1.093.411)	(1.491.045)
Contas a pagar - CDE	-	-	(18.388)	(10.865)
Outros passivos operacionais	(4.135)	(3.511)	(9.008)	(205.213)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	3.428.418	2.018.671	11.850.611	13.095.487
Encargos de dívidas e debêntures pagos	-	-	(2.142.754)	(1.862.324)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(82.705)	(63.842)	(2.918.915)	(2.333.246)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	3.345.713	1.954.829	6.788.942	8.899.917
Atividades de investimento				
Redução (Aumento) de capital em investidas	-	1.384.100	(480)	53.344
Aquisições de imobilizado	(873)	(2.841)	(509.943)	(678.203)
Adições de ativo contratual	-	-	(4.543.589)	(3.792.884)
Adições e construções de intangível	-	-	(21.101)	(20.059)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	(50.029)	-	(13.399.234)	(1.865.075)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	-	-	12.942.966	1.662.084
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	(59.000)	-	-
Mútuos concedidos a controladas e coligadas	(115.713)	-	-	-
Recebimentos de mútuos com controladas e coligadas	4.328	20.326	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(162.287)	1.342.585	(5.531.381)	(4.640.793)
Atividades de financiamento				
Redução (Aumento) de participação societária em investimento já existente	-	-	(2.190)	(3.716)
Captação de empréstimos e debêntures	-	-	7.761.288	5.309.802
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	-	-	(6.542.435)	(4.640.411)
Liquidação de operações com derivativos	-	-	(537.928)	(665.304)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(3.163.683)	(3.314.719)	(3.479.652)	(3.570.467)
Amortizações de mútuos entre coligadas, controladas e controladora	-	-	(918.429)	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(3.163.683)	(3.314.719)	(3.719.346)	(3.570.096)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	19.743	(17.305)	(2.461.785)	689.028
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	171.795	189.100	4.435.186	3.746.158
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	191.538	171.795	1.973.401	4.435.186

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 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
1 - Receita				
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1.677	3.140	61.114.487	56.904.986
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	804	298	55.489.519	52.051.285
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	873	2.841	446.412	460.263
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	5.595.365	4.670.893
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(17.611)	(19.105)	(29.881.286)	(27.519.577)
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(21.813.865)	(20.252.398)
2.2 Material	(1.135)	(3.009)	(3.161.492)	(2.877.356)
2.3 Serviços de terceiros	(12.308)	(12.238)	(3.070.723)	(2.684.297)
2.4 Outros	(4.168)	(3.857)	(1.835.207)	(1.705.525)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	(15.934)	(15.965)	31.233.201	29.385.409
4 - Retenções	(3.427)	(5.264)	(2.310.120)	(2.253.407)
4.1 Depreciação e amortização	(3.427)	(5.264)	(1.977.330)	(1.898.055)
4.2 Amortização do intangível de concessão	-	-	(332.791)	(355.352)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	(19.361)	(21.229)	28.923.081	27.132.002
6 - Valor adicionado recebido em transferência	5.628.656	5.661.216	2.013.655	2.332.015
6.1 Receitas financeiras	20.699	24.734	1.677.193	2.013.306
6.2 Equivalência patrimonial	5.607.957	5.636.482	336.462	318.709
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	5.609.295	5.639.987	30.936.736	29.464.017
8 - Distribuição do valor adicionado				
8.1 Pessoal e encargos	29.929	32.972	2.289.234	2.202.329
8.1.1 Remuneração direta	13.057	13.039	1.291.799	1.254.428
8.1.2 Benefícios	15.620	18.684	873.579	832.580
8.1.3 F.G.T.S	1.252	1.249	123.856	115.321
8.2 Impostos, taxas e contribuições	122.055	83.969	18.436.288	17.125.831
8.2.1 Federais	121.899	83.867	11.168.338	11.020.573
8.2.2 Estaduais	156	101	7.209.675	6.054.139
8.2.3 Municipais	-	-	58.275	51.119
8.3 Remuneração de capital de terceiros	(340)	(4.055)	4.449.660	4.598.695
8.3.1 Juros	2.422	2.208	4.382.252	4.523.152
8.3.2 Aluguéis	(2.763)	(6.262)	67.408	75.543
8.4 Remuneração de capital próprio	5.457.652	5.527.101	5.761.554	5.537.162
8.4.1 Dividendo (inclui dividendo adicional proposto)	2.735.872	3.173.282	3.081.871	3.346.087
8.4.2 Lucros retidos	2.721.780	2.353.819	2.679.683	2.191.075
	5.609.295	5.639.987	30.936.736	29.464.017

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 2024 E 2023

(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	Potência instalada (MW)	
								Total	Participação CPFL
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	5.053	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	1.980	30 anos	Outubro de 2028		
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	381	3.135	30 anos	Novembro de 2027		
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	515	30 anos	Julho de 2045		
Geração de energia	Type de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)		Nº usinas / tipo de energia			Total	Participação CPFL
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e indireta 100%	(b)	(b)	(b)	(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	n/a	n/a	n/a
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 usinas hidrelétricas	360	234			
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (c)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	855	436			
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 52,12%	Santa Catarina	1 usina hidrelétrica	880	460			
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	690	173			
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 usinas termelétricas	342	182			
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 56,93% (a)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	38			
Transmissão de energia	Type 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 Maracanáú Ltda ("CPFL Maracanáú")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Ceará						
CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda ("CPFL Sul I")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Santa Catarina						
CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda ("CPFL Sul II")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Rio Grande do Sul						
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T ("CPFL Transmissão")	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 98,01%	Rio Grande do Sul						
Transmissora Porto Alegrense 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, Industria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda ("CPFL Infra")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de infraestrutura e frota	Direta 100%
Nect Servicos Administrativos de Recursos Humanos Ltda ("CPFL Pessoas")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de recursos humanos	Direta 100%
Nect Servicos Administrativos Financeiros Ltda ("CPFL Finanças")	Sociedade limitada	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%
Nect Servicos Adm de Suprimentos E Logistica Ltda ("CPFL Supre")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de suprimentos e logística	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda ("CPFL Atende")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos S.A. ("CPFL Total")	Sociedade por ações de capital fechado	Serviços de arrecadação e cobrança	Indireta 100%
CPFL Geração Distribuída de Energia Ltda ("CPFL GD")	Sociedade limitada	Comercialização e prestação de serviços na área de geração distribuída	Indireta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda ("Authi")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
Alestá Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alestá")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%

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

- 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 2024, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 103 empreendimentos com 2,9 GW de capacidade instalada (2.877,7 MW em operação), sendo:
- Geração de energia hidrelétrica: 47 pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas – PCHs/CGHs (499,6 MW) com 46 PCHs/CGHs em operação (471,6 MW) e 1 PCH em construção (28 MW), 2 usinas hidroelétricas – UHEs em operação (829,7 MW - 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas e 25,01% da BAESA - Energética Barra Grande S.A. "BAESA");
 - Geração de energia eólica: 49 empreendimentos em operação (1.390,3 MW);
 - Geração de energia a partir de biomassa: 4 usinas em operação (185 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.

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, o Grupo 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 pelo grupo
- 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

O Grupo 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. Para endereçar esforços de resiliência às mudanças climáticas foi divulgado em janeiro de 2025 com aplicabilidade a partir do mesmo ano, o plano que considera o compromisso de: Estabelecer planos de adaptação climática para os negócios de geração, transmissão e distribuição da CPFL, fortalecendo a resiliência de nossos ativos até 2030.

Na publicação “Nossa jornada contra as mudanças climáticas” a CPFL divulga suas estratégias, os riscos e oportunidades para o Grupo, de acordo com a metodologia *Task Force for Climate-related Financial Disclosures – TCFD* (Força-Tarefa sobre Divulgações Financeiras Relacionadas ao Clima). Adicionalmente, a cada ano também publicamos na plataforma global do *Carbon Disclosure Project* (CDP), dando maior transparência para nossos públicos de interesse.

¹ Neutralização em 2026 referente ao Inventário de GEE 2025.

1.2 Impactos climáticos - enchentes do Rio Grande do Sul

As enchentes de maio de 2024 no Rio Grande do Sul marcaram a história do estado. Um sistema atmosférico de alta pressão se instalou sobre a região Sul do Brasil, impedindo a circulação de ar úmido e causando chuvas persistentes. O fenômeno climático El Niño também contribuiu para o aumento das precipitações na região.

Cerca de 90% do território gaúcho foi afetado, com danos à infraestrutura, agricultura e ao comércio, resultando em perdas expressivas.

O Grupo foi impactado principalmente nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, através, respectivamente, de suas subsidiárias Ceran, CPFL Transmissão e RGE. Os valores divulgados nestas demonstrações financeiras foram determinados com base nas melhores estimativas da Administração.

Os principais efeitos referem-se à baixa de ativos danificados, aquisição e/ou construção de novos ativos e serviços de recuperação dos locais afetados. Os respectivos impactos financeiros reconhecidos no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do exercício estão apresentados a seguir.

Ceran

No segmento de geração, a controlada Ceran teve duas de suas três usinas impactadas pelas fortes chuvas: a usina 14 de Julho, que teve um rompimento parcial de sua barragem e a usina Monte Claro, cuja casa de força foi inundada.

A Usina 14 de Julho concluiu a recuperação parcial de sua barragem, com previsão de conclusão total para março de 2025. Em dezembro de 2024, a operação da usina retornou à normalidade.

Quanto à Usina Monte Claro, a casa de força foi recuperada, e a unidade geradora 2 voltou a operar após uma modernização concluída em dezembro de 2024. Já a unidade geradora 1 tem sua modernização prevista para ser finalizada em fevereiro de 2025.

Baixa de ativos e despesas incorridas

Como resultado do evento, a Ceran reconheceu no resultado de 2024 o montante de R\$ 29.209, referente às (i) baixas dos ativos danificados, principalmente relacionados à crista da barragem e linha de transmissão da usina 14 de Julho, (ii) despesas relacionadas à usina Monte Claro, que compreendem a substituição de ativos impactados e serviços de limpeza, secagem, montagem e desmontagem para que os equipamentos que não foram substituídos possam voltar a operar, e (iii) despesas referente aos serviços de manutenção e limpeza das estradas que dão acesso às duas usinas.

Em contrapartida, a controlada possui apólice de seguro para parte dos gastos relacionados ao evento e está em fase final de negociação junto à seguradora, com base nas apólices vigentes, para avaliação dos montantes de cobertura e respectivos resarcimentos. Até o momento, a controlada registrou R\$ 18.000 referente aos adiantamentos recebidos e/ou aprovados pela seguradora. Em razão do processo de avaliação do sinistro ainda estar em andamento, permanecem em discussão os demais pleitos a serem reconhecidos pela seguradora.

CPFL Transmissão

A rede operada pela controlada CPFL Transmissão teve 8 subestações e 34 linhas de transmissão afetadas, todas recuperadas.

Como reflexo destes eventos, a CPFL Transmissão reconheceu em 2024 uma despesa de R\$ 7.848, principalmente relacionada às manutenções em máquinas e equipamentos, linhas de transmissão, infraestrutura e baixas, dentre outros.

RGE

O segmento de distribuição, representado pela controlada RGE, também foi impactado pelas enchentes. No total, 336 municípios do Estado do Rio Grande do Sul foram afetados e tiveram situação de Calamidade Pública decretada, dos quais 276 estão na área de concessão da RGE. A grande maioria das interrupções de fornecimento se deu por solicitações de agentes públicos (Defesa Civil, Bombeiros, Polícia, etc.) por questões de segurança da população.

Como resultado do evento, a RGE reconheceu no resultado do exercício de 2024 despesa de (i) baixa de ativos danificados no montante de R\$ 34.880, principalmente relacionados a medidores, rede de distribuição e subestação; (ii) R\$ 23.822 referente a serviços relacionados à manutenção de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros, (iii) R\$ 25.534 referente à penalidades por ultrapassagem de demanda na rede básica em função de manobras operativas necessárias para o restabelecimento e/ou manutenção do fornecimento de energia. Este valor não foi pago ao ONS em função do Despacho da ANEEL 2.173/2024, que concedeu à RGE medida cautelar para suspensão do pagamento até que o mérito fosse julgado pela Agência, o que não ocorreu até o presente momento. e (iv) uma perda por impossibilidade de faturamento de R\$ 12.242.

Os valores divulgados nestas demonstrações financeiras, consideram valores realizados e provisionados com base nas melhores estimativas da Administração e consideram os fatos e circunstâncias conhecidos até o momento.

Resiliência climática no setor elétrico e iniciativas do Grupo CPFL

O setor elétrico é bastante afetado pelas mudanças climáticas. Alinhada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, a CPFL Energia implementou o Plano ESG 2030 que inclui compromissos para a transição energética, a descarbonização e resiliência climática. Isso envolve identificar riscos e oportunidades com base na metodologia da *Task Force for Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) e ações de mitigação e adaptação, consolidadas na publicação “Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas”, e na plataforma global do *Carbon Disclosure Project* (CDP), dando maior transparência para nossos públicos de interesse - ambos atualizados anualmente.

Iniciativas específicas

Segmento de geração: Foco em fontes renováveis e inovações para segurança de barragens e eficiência dos ativos, como a plataforma Hydro 4.0, que integra soluções digitais da indústria 4.0; a diversificação do portfólio e repactuação do GSF (*Generation Scalling Factor*); e Pesquisa & Desenvolvimento Eurus 540, como o objetivo de alcançar a previsão do vento no Nordeste com a maior acurácia do mercado, incorporando também previsões altamente precisas de chuva em todo o Brasil

Segmento de distribuição: Investimentos em expansão, reforço de rede, automação e modernização de equipamentos, como a plataforma *Advanced Distribution Management System* (ADMS) e o *Weather Translator System* (WeTS), além de projetos de resiliência em parceria com FGV e Climatempo, e o projeto Arborização +Segura para prevenir danos, acidentes e interrupções de energia.

Segmento de transmissão: Investimentos para modernização das subestações e linhas de transmissão, e avaliação de novas tecnologias e alternativas para mitigar os impactos dos eventos climáticos. Além do monitoramento remoto dos ativos via satélite, permitindo fazer previsões de curto prazo e monitoramento envolvendo incêndios, deslizamentos de terra, erosão, dentre outros.

Gestão de crises

O Grupo CPFL possui um documento que tem como objetivo estabelecer e regulamentar as principais diretrizes de gestão de crise, incluindo o acionamento do Grupo de Crise, papéis e responsabilidades das partes envolvidas, bem como avaliação da ocorrência e classificação de sua gravidade. Este grupo é responsável pela avaliação dos eventos anormais (“ocorrências”), monitoramento de fatores de risco e gestão das ações endereçadas para situações de crise. A composição é feita por membros permanentes e ad hoc que compõem os times estratégico e de apoio técnico-operacional. Os membros ad hoc e demais áreas acessórias poderão ser acionadas pontualmente para compor o Grupo, de acordo com a natureza e criticidade do evento.

O primeiro passo para gerenciar a ocorrência é classificar sua natureza e, se caracterizado como crise, o seu nível de gravidade. Ou seja, entender qual é a intensidade com que as consequências e a repercussão dos fatos podem atingir o Grupo e, por fim, os públicos de seu relacionamento.

Para determinar o nível de gravidade, são analisadas as características da ocorrência, considerando o impacto nas pessoas, nas comunidades, no meio ambiente, na área financeira, na segurança patrimonial e nas operações do Grupo.

Para todos os casos, considera-se também a abrangência da repercussão da ocorrência na opinião pública e stakeholders, o que inclui os veículos de comunicação conhecidos: jornais, revistas, rádios, televisões, portais de internet, agências de notícias, blogs, redes sociais e outros.

A extensão da ocorrência e a sua gravidade devem também ser avaliadas, considerando a abrangência do assunto do ponto de vista de localização geográfica. Pela complexidade das operações da CPFL Energia, as emergências ou crises podem ter diferentes níveis de abrangência.

Além das respostas técnicas, a CPFL se mobiliza para oferecer suporte tanto às comunidades afetadas quanto aos seus colaboradores, podendo incluir doações de suprimentos e recursos financeiros, dentre outras ações.

Por exemplo, no evento climático extremo ocorrido recentemente no Rio Grande do Sul, a CPFL implementou medidas em colaboração com outras instituições para a reconstrução das áreas afetadas e restauração de serviços essenciais. Essas ações refletem o compromisso da CPFL com a mitigação de crises, resiliência frente a desastres e o apoio contínuo às comunidades impactadas, garantindo que as operações do Grupo voltem à normalidade de forma eficiente.

1.3 Renovações de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil

Em 16 de outubro de 2024 a ANEEL realizou abertura da Consulta Pública nº 027/2024, com o objetivo de apresentar e colher contribuições acerca da proposta de minuta do Termo Aditivo aos Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica vincendos entre 2025 e 2031, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. As distribuidoras do Grupo CPFL Energia enviaram, tempestivamente, suas contribuições à ANEEL com sugestões de aprimoramento da minuta ora proposta. A Administração está aguardando finalização das análises da ANEEL e homologação da versão final do referido Termo Aditivo para avaliar os termos propostos. Não há impactos relacionados a este assunto para essas demonstrações financeiras.

1.4 Capital circulante líquido negativo

Em 31 de dezembro de 2024, o consolidado apresentou nas demonstrações financeiras consolidadas o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 818.989 sendo que foi aprovado o plano de financiamento anual para suportar eventuais necessidades de caixa. 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.

O Grupo 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 17 de fevereiro de 2025.

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 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 pelo Grupo 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 do Grupo (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 pelo Grupo 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.), CPFL Transmissão (referente ao investimento na Centrais Elétricas Brasileira S.A. - Eletrobras) e CPFL Brasil (referente ao investimento na BBCE Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia S.A.), as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, 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

O Grupo 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 do Grupo 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 reflete o benefício econômico esperado até o término da concessão.

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

respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

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, o Grupo 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 remunerava o ativo de contrato varia entre 4% a.a. e 13% a.a..
- iii. O Grupo 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 o Grupo 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 pelo grupo 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 o Grupo 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 reposto. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

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

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

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

3.6 Intangível e Ativo Contratual

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

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

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

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

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

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

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

Os itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação de distribuição de energia elétrica do Grupo 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, o Grupo é requerido 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 omisso, 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 do Grupo aprovou uma Política de Dividendos que estabelece a distribuição de dividendo anual pelo Grupo 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 do Grupo, perspectivas futuras, condições macroeconômicas, revisões e reajustes tarifários, mudanças regulatórias e a estratégia de crescimento do Grupo. 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 o Grupo pretende dispensar à distribuição de dividendos, possuindo, portanto, caráter programático e não vinculativo ao Grupo ou a seus órgãos sociais.

Conforme definido no Estatuto Social do Grupo 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 do Grupo após a data de deliberação do Conselho de Administração.

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

3.11 Reconhecimento de receita

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

O IFRS 15 / CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. As controladas de distribuição de energia efetuam a leitura do consumo de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e faturam mensalmente o consumo de MWh baseadas nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, consequentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia de cada distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na 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 o Grupo 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 o Grupo 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 contribuem, significativamente, para a capacidade de gerar *output*.

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

A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é geralmente mensurada pelo valor justo, que é calculada pela soma dos valores justos dos ativos transferidos, dos passivos incorridos na data de aquisição para os antigos controladores da adquirida e das participações emitidas pelo Grupo 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

O Grupo mensura o ágio como o valor justo da contraprestação transferida incluindo o valor reconhecido de qualquer participação de não-controladores no grupo 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 do Grupo 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 do Grupo, 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 do Grupo 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 do Grupo 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 do Grupo em cada um deles, está descrito na nota 13.6.

(iii) Aquisição de participação de acionistas não-controladores

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

3.19 Mudanças nas principais políticas contábeis

A partir de 1º de janeiro de 2024, o Grupo adotou as alterações ao CPC 26/IAS 1, referentes à Classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes, emitidas pelo IFRS. As alterações visam esclarecer que a classificação de passivos com cláusulas contratuais restritivas (covenants) só será afetada quando o atingimento desses índices for exigido até a data do balanço.

Além disso, o Grupo levou em consideração as modificações à IAS 7 (equivalente ao CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa) e à IFRS 7 (equivalente ao CPC 40 (R1) - Instrumentos Financeiros: Divulgações), que esclarecem as características dos acordos de financiamento com fornecedores e exigem divulgações adicionais sobre tais acordos. Os requisitos de divulgação visam auxiliar os usuários das demonstrações financeiras a entender os impactos desses acordos sobre os passivos, fluxos de caixa e a exposição ao risco de liquidez da entidade.

Outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2024, mas não afetaram materialmente as demonstrações financeiras do Grupo.

3.20 Novas normas e interpretações ainda não efetivas

Novas normas, 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 2024. O Grupo não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras:

(a) IFRS 18: Apresentação e divulgação nas demonstrações financeiras

Em abril de 2024, o IASB emitiu o IFRS 18, que substitui o IAS 1 (equivalente ao CPC 26 (R1) - Apresentação de demonstrações financeiras. O IFRS 18 introduz novos requisitos para apresentação dentro da demonstração do resultado do exercício, incluindo totais e subtotais especificados. Além disso, as entidades são obrigadas a classificar todas as receitas e despesas dentro da demonstração do resultado do exercício entre as cinco categorias: operacional, investimento, financiamento, impostos de renda e operações descontinuadas, das quais as três primeiras são novas.

A norma também exige a divulgação de medidas de desempenho definidas pela Administração, subtotais de receitas e despesas, e inclui novos requisitos para a agregação e desagregação de informações financeiras com base nas “funções” identificadas das demonstrações financeiras primárias (*primary financial statements (PFS)*) e das notas explicativas.

Além disso, o IFRS 18 trouxe alterações de escopo restrito ao IAS 7 (equivalente ao CPC 03 (R2) - demonstração dos fluxos de caixa), que incluem a alteração do ponto de partida para determinar os fluxos de caixa das operações pelo método indireto, de “lucro ou prejuízo do período” para “lucro ou prejuízo operacional” e a remoção da optionalidade à classificação dos fluxos de caixa de dividendos e juros. Além disso, há alterações em vários outros padrões.

O IFRS 18 e as alterações nas outras normas entrarão em vigor para períodos de relatórios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027, com a aplicação antecipada permitida e devendo ser divulgada, embora no Brasil a adoção antecipada não seja permitida. O IFRS 18 será aplicado retrospectivamente.

O Grupo está atualmente trabalhando para identificar todos os impactos que as alterações terão nas demonstrações financeiras e suas respectivas notas explicativas.

(b) IFRS 19: subsidiárias sem responsabilidade pública: divulgações

Em maio de 2024, o IASB emitiu o IFRS 19, que permite que entidades elegíveis optem por aplicar seus requisitos de divulgação reduzidos enquanto ainda aplicam os requisitos de reconhecimento, mensuração e apresentação em outros padrões contábeis IFRS. Para ser elegível, no final do período, uma entidade deve: (i) ser uma controlada conforme definido no IFRS 10 (CPC 36 (R3) – demonstrações consolidadas), (ii) não possuir títulos públicos e (iii) deve ter uma controladora (final ou intermediária) que prepare demonstrações financeiras consolidadas publicadas em conformidade com os padrões contábeis IFRS.

O IFRS 19 entrará em vigor para períodos de relatório iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027, com aplicação antecipada permitida.

Baseada em uma análise preliminar, a companhia entende não estar abrangida no escopo desse pronunciamento.

(c) Alterações ao CPC 18 (R3) - investimento em coligada, em controlada e empreendimento controlado em conjunto e a ICPC 09 - demonstrações contábeis individuais, demonstrações separadas, demonstrações consolidadas e aplicação do método da equivalência patrimonial

Em setembro de 2024, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) emitiu alterações ao pronunciamento técnico CPC 18 (R3) e à interpretação técnica ICPC 09 (R3), com o objetivo de alinhar as normativas contábeis brasileiras com os padrões internacionais emitidos pelo IASB.

A atualização do pronunciamento técnico CPC 18 contempla a aplicação do método da equivalência patrimonial para a mensuração de investimentos em controladas nas demonstrações contábeis individuais, refletindo a alteração nas normas internacionais que agora permitem essa prática nas demonstrações contábeis separadas. Essa convergência harmoniza as práticas contábeis adotadas no Brasil com as internacionais, sem gerar impactos materiais em relação à norma atualmente vigente, concentrando-se apenas em ajustes de redação e na atualização das referências normativas.

A ICPC 09, por sua vez, não tem correspondência direta com normas do IASB e por consequência estava desatualizada, exigindo alterações para alinhar sua redação a fim de ajustá-la a atualizações posteriores a sua emissão e atualmente observadas nos documentos emitidos pelo CPC.

As alterações vigoram para períodos de demonstrações financeiras que se iniciam em ou após 1º de janeiro de 2025.

(d) Alterações ao IFRS 9 e IFRS 7 - contratos que referenciam energia provenientes de fontes renováveis

A alteração visa esclarecer situações em que os contratos de energia renovável podem ser aplicados/interpretados como instrumentos de *hedge*. A norma exige a aplicação a contratos para compra ou venda de itens não financeiros que possam ser liquidados em dinheiro ou outros instrumentos financeiros, com exceção para contratos que foram firmados e continuam a serem mantidos com o propósito de realmente receber ou entregar o item não financeiro de acordo com as necessidades operacionais da entidade (referindo-se a contratos que têm a intenção de entrega física do item não financeiro). Esta alteração entra em vigor a partir de 01 de janeiro de 2026.

Neste viés, contanto que seus contratos de venda visem a entrega de energia e mantenham os preços definidos em contrato, e/ou os de compra para manter o lastro e cumprir contratos de venda já firmados, a Companhia poderia continuar a contabilizar esses contratos como contratos de compra e venda normais.

Assim, com base nas análises preliminares realizadas pela Companhia, não se esperam impactos para a Companhia decorrentes destas alterações.

(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	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Saldos bancários	183	174	205.831	232.617
Aplicações financeiras	191.355	171.621	1.767.570	4.202.569
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	-	19.299	22.860
Títulos de crédito privado (b)	191.349	171.621	1.643.441	3.315.671
Fundos de investimento (c)	6	-	104.830	864.038
Total	191.538	171.795	1.973.401	4.435.186

- a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDBs”) e remuneração equivalente, na média, de 30% da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”) (15% da variação do CDI em 31 de dezembro de 2023).
- b) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDBs no montante de R\$ 637.837 (R\$ 2.957.163 em 31 de dezembro de 2023), e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 1.009.360 (R\$ 358.508 em 31 de dezembro de 2023). Todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,4% do CDI (101,63% do CDI em 31 de dezembro de 2023).
- c) Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média de 99,5% do CDI (99,88% do CDI em 31 de dezembro de 2023), tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDBs 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	
	31/12/2024	31/12/2023
Através de fundos de investimentos (a)	1.391.363	665.935
Aplicação direta (b)	182.290	431.503
Total	1.573.654	1.097.438

- (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 99,5% do CDI (99,88% do CDI em 31 de dezembro de 2023).
- (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 102,41% do CDI (101,75% do CDI em 31 de dezembro de 2023).

(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 2024 e 2023, é como segue:

	Consolidado				
	Saldos vincendos	Vencidos	Total	31/12/2024	31/12/2023
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	1.179.543	823.636	148.191	2.151.371	2.158.390
Industrial	142.002	62.725	81.907	286.634	285.922
Comercial	300.802	117.987	54.630	473.420	460.932
Rural	107.738	39.774	21.126	168.638	158.356
Poder público	96.511	24.459	11.861	132.831	134.873
Iluminação pública	108.304	6.600	4.351	119.255	147.028
Serviço público	84.442	25.317	27.638	137.396	113.204
Faturado	2.019.342	1.100.498	349.704	3.469.545	3.458.705
Não faturado	1.455.332	-	-	1.455.332	1.939.177
Parcelamento de débito de consumidores	183.024	57.671	57.693	298.388	267.343
Operações realizadas na CCEE	129.617	16.248	29.378	175.243	144.622
Concessionárias e permissionárias	832.645	27.932	24.802	885.379	776.701
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	(7.500)	-	-	(7.500)	(8.059)
Outros	57.183	-	-	57.183	13.462
	4.669.643	1.202.349	461.577	6.333.570	6.591.951
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(449.676)	(401.822)
Total				5.883.894	6.190.130
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	145.981	-	-	145.981	137.864
Energia livre	10.184	-	-	10.184	9.185
Operações realizadas na CCEE	19.843	10.363	-	30.206	17.865
Total	176.008	10.363	-	186.371	164.914

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 31/12/2022	(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)
Provisão revertida (constituída) líquida	(569.569)	664	(568.905)
Recuperação de receita	152.097	-	152.097
Baixa de contas a receber provisionadas	369.643	3.611	373.254
Saldo em 31/12/2024	(449.676)	(34.103)	(483.779)

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
Circulante		
Antecipações de contribuição social - CSLL	7.734	10.563
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	27.111	22.595
Imposto de renda e contribuição social a compensar	680.919	622.089
Imposto de renda e contribuição social a compensar	715.764	655.247
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	16.150	17.903
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	110.910	107.107
ICMS a compensar	334.303	299.259
Programa de integração social - PIS	32.565	32.302
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	154.692	127.392
Outros	4.560	5.212
Outros tributos a compensar	653.181	589.175
Total circulante	1.368.945	1.244.422
Não circulante		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	503.271	85.147
ICMS a compensar	412.454	412.400
Programa de integração social - PIS	59.832	95.943
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	5.888	6.058
Outros	1.286	752
Outros tributos a compensar	479.460	515.153
Total não circulante	982.731	600.300

Antecipações de Contribuição social – CSLL e Imposto de renda – IRPJ – refere-se principalmente a constituição de créditos pago a maior.

Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte– refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras e retenções de órgãos públicos.

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.

Imposto de renda e contribuição social a compensar no não circulante - refere-se ao reconhecimento do crédito gerado sobre a atualização financeira de repetição de indébito. Em setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal (“STF”) decidiu que o Imposto de Renda Pessoa Jurídica e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido não incidem sobre a taxa Selic recebida pelo contribuinte na devolução de tributos pagos indevidamente (repetição de indébito). As controladas de distribuição haviam impetrado ação judicial em julho de 2021, resguardando assim seu direito de recuperar os montantes tributados a maior nos últimos 5 anos. Em 2024, a controladas receberam da Receita Federal do Brasil resposta à Solução de Consulta por ela previamente apresentada, que tem relação com o tema, tornando-se neste momento possível o reconhecimento do crédito no montante de R\$ 402.338.

Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS

Ativo	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
Circulante		
PIS sobre ICMS	342.331	491.213
COFINS sobre ICMS	1.576.796	1.864.285
Total circulante	1.919.127	2.355.498
Não circulante		
PIS sobre ICMS	651.595	671.508
COFINS sobre ICMS	3.000.918	3.490.661
Total não circulante	3.652.513	4.162.169
 Passivo - PIS/COFINS devolução consumidores		
Consolidado		
31/12/2024		31/12/2023
Circulante	(1.072.326)	(1.609.435)
Não circulante	(3.864.430)	(4.311.128)

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.

Ainda sobre esse processo, em 2024, as controladas receberam da Receita Federal do Brasil resposta à Solução de Consulta por elas previamente apresentada, na qual foi exposto o entendimento acerca da sujeição à tributação do crédito para fins de IRPJ/CSLL e PIS/COFINS. Com base na orientação fornecida, a tributação foi realizada e o montante de R\$ 1.673.405 foi recolhido em 2024. Posteriormente, tais valores foram abatidos do repasse ao consumidor no reajuste tarifário anual (RTA) de cada distribuidora.

Durante os reajustes tarifários de 2021, 2022, 2023 e 2024 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\$ 283.270, R\$ 2.538.154, R\$ 1.965.834 e R\$ 1.161.197 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 pelo Grupo 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 ABRADEE (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:

Parcela "A"	Consolidado											
	Saldo em 31/12/2023			Receita operacional (nota 26)		Resultado financeiro (nota 29)		Devolução do crédito de PIS/COFINS	Recebimento		Saldo em 31/12/2024	
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	CDE	Eletrobrás	Diferido	Homologado	Total	
CVA (*)	512.277	(172.885)	339.393	(133.074)	130.527	(11.959)	-	(177.296)	(97.860)	(29.938)	(127.798)	
CDE (**)	12.204	(146.140)	(133.336)	(545)	211.813	(28.434)	-	-	(72.653)	(615.906)	(688.558)	
Custos energia elétrica	(726.773)	(837.703)	(1.564.477)	(519.679)	1.486.966	(91.369)	-	-	127.045	119.384	246.429	
ESS e EER (***)	250.723	(103.975)	146.748	121.432	(48.238)	26.487	-	-	(677)	(16.698)	(17.375)	
Pronta	(1.415)	(31.813)	(33.228)	(29.053)	48.270	(3.364)	-	-	204.882	320.668	525.550	
Rede básica	620.631	235.179	855.811	322.147	(733.880)	81.472	-	-	18.486	(251.705)	(233.220)	
Repasso de Itaipu	(346.078)	105.386	(240.693)	(144.650)	187.436	(35.313)	-	-	(5.385)	50.236	44.851	
Transporte de Itaipu	86.378	22.842	109.220	13.844	(89.443)	11.229	-	-	(35.428)	(84.212)	(119.639)	
Neutralidade dos encargos setoriais	(123.443)	(55.814)	(179.257)	(100.082)	172.660	(12.960)	-	-	74.040	476.536	550.576	
Sobrecontratação	739.696	639.154	1.378.850	236.491	(1.105.056)	40.292	-	-	(33.225)	-	(33.225)	
Bandeira Tanfaria Faturada	(245)	-	(245)	(32.979)	-	-	-	-	-	-	-	
Outros componentes financeiros	(245.250)	(1.222.689)	(1.467.939)	(199.846)	1.753.406	(70.505)	(1.157.939)	-	(452.936)	(689.886)	(1.142.822)	
Devolução do crédito de PIS/COFINS	-	(1.204.249)	(1.204.249)	(446.129)	1.933.097	-	(1.157.939)	-	(446.129)	(429.091)	(875.220)	
Outros	(245.249)	(18.440)	(263.690)	246.283	(179.691)	(70.505)	-	-	(6.807)	(260.795)	(267.602)	
Total	267.028	(1.395.574)	(1.128.546)	(332.920)	1.883.934	(82.464)	(1.157.939)	(177.296)	(273.711)	(721.520)	(995.231)	
Ativo circulante				293.066							393.443	
Ativo não circulante				200.111							337.522	
Passivo circulante				(1.163.287)							(927.285)	
Passivo não circulante				(458.436)							(798.912)	

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

(**) Conta de desenvolvimento energético

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

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\$ 1.157.939, conforme homologado pela ANEEL. Este valor estava registrado em "Outras contas a pagar - PIS/COFINS devolução consumidores" e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais em 2024, (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 créditos e (débitos) fiscais

	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	180.876	154.728
Benefício fiscal do intangível incorporado	191.849	58.401
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(1.005.056)</u>	<u>(736.853)</u>
Subtotal	(632.331)	(523.724)
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	504.624	429.206
Benefício fiscal do intangível incorporado	548.872	183.015
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(2.776.617)</u>	<u>(2.033.168)</u>
Subtotal	(1.723.121)	(1.420.947)
<u>Crédito (Débito) de PIS e COFINS</u>		
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(43.052)	(48.468)
Total	(2.398.504)	(1.993.138)
Total crédito fiscal	266.798	325.404
Total débito fiscal	(2.665.302)	(2.318.542)

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 a mais valia de aquisição de controladas, conforme demonstrado na tabela abaixo, os quais foram incorporados e estão registrados de acordo com os conceitos da Resolução CVM nº 78/2022 (a qual substituiu as 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			
	31/12/2024		31/12/2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
CPFL Paulista	13.492	37.477	18.117	50.326
CPFL Piratininga	3.968	13.620	5.004	17.173
RGE	33.163	101.176	35.280	109.916
CPFL Renováveis	-	4.308	-	5.600
CPFL Transmissão	141.225	392.292	-	-
Total	191.849	548.872	58.401	183.015

10.3 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indeudáveis / tributáveis

	Consolidado					
	31/12/2024			31/12/2023		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indeudáveis/tributáveis						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	119.855	332.932	-	110.830	307.860	-
Entidade de previdência privada	1.597	4.435	-	2.307	6.408	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	46.249	128.470	-	41.229	114.524	-
Provisão energia livre	13.868	38.523	-	12.640	35.112	-
Programas de P&D e eficiência energética	11.658	32.383	-	11.619	32.274	-
Provisão relacionada a pessoal	10.922	30.339	-	9.989	27.747	-
Derivativos	(130.742)	(363.170)	-	(13.818)	(38.383)	-
Registro da concessão - ajuste do intangível	(1.666)	(4.628)	-	(2.247)	(6.242)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(616.409)	(1.712.248)	-	(525.685)	(1.460.236)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo contratual	(216.678)	(587.012)	(43.147)	(188.721)	(510.954)	(48.438)
Perdas atuariais	3.541	9.836	-	25.153	69.870	-
Marcação a Mercado - Derivativos	18.119	50.332	-	(1.906)	(5.294)	-
Marcação a Mercado - Dívidas	(30.487)	(84.687)	-	(19.817)	(55.047)	-
Outros	8.861	24.624	95	(3.879)	(10.724)	(30)
Diferenças temporariamente indeudáveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado						
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído	(29.613)	(82.257)	-	(32.808)	(91.134)	-
Perdas atuariais	2.452	6.812	-	77.562	215.453	-
Marcação a Mercado - Derivativos	26	71	-	103	286	-
Marcação a Mercado - Dívidas	(95)	(265)	-	(1.350)	(3.752)	-
Diferenças temporariamente indeudáveis/tributáveis - combinação de negócios						
Impostos diferidos - ativo:						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	10.915	30.319	-	12.007	33.352	-
Valor justo de ativo imobilizado (menos valia de ativos)	12.219	33.941	-	13.405	37.237	-
Impostos diferidos - passivo:						
Mais valia decorrente da apuração de custo atribuído	(16.056)	(44.601)	-	(15.767)	(43.799)	-
Mais valia decorrente da Aquisição do controle da Enercan	(77.021)	(213.946)	-	(86.372)	(239.917)	-
Intangível - direito de exploração/autorização em controladas indiretas adquiridas	(142.795)	(396.326)	-	(157.550)	(437.314)	-
Outras diferenças temporárias	(3.778)	(10.494)	-	(3.778)	(10.494)	-
Total	(1.005.056)	(2.776.617)	(43.052)	(736.853)	(2.033.168)	(48.468)

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 indeudáveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido, prejuízo fiscal e base negativa baseadas nas projeções de resultados futuros. Sua composição é como segue:

<u>Expectativa de recuperação</u>	Consolidado	
	2025	2026
2025	676.039	
2026	545.432	
2027	366.977	
2028	263.312	
2029	18.104	
2030 a 2032	157.708	
2033 a 2035	45.159	
Total	2.072.731	

10.5 Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2024 e 2023:

	Controladora			
	2024		2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	5.537.203	5.537.203	5.579.957	5.579.957
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Resultado de participações societárias	(5.607.957)	(5.607.957)	(5.636.482)	(5.636.482)
Amortização de intangível adquirido	(13.528)	-	(13.528)	-
Juros sobre o capital próprio	381.222	381.222	257.780	257.780
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	20.428	28.534	19.443	26.198
Base de cálculo	317.368	339.002	207.170	227.453
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(28.563)	(84.751)	(18.646)	(56.863)
Ajustes de créditos fiscais	8.541	25.222	5.592	17.061
Total	(20.022)	(59.529)	(13.054)	(39.802)
Corrente	(19.928)	(59.269)	(13.190)	(40.181)
Diferido	(94)	(260)	136	379
Consolidado				
	2024		2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
	8.088.893	8.088.893	8.022.782	8.022.782
Lucro antes dos tributos	8.088.893	8.088.893	8.022.782	8.022.782
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Resultado de participações societárias	(336.462)	(336.462)	(318.708)	(318.708)
Amortização de intangível adquirido	108.733	122.261	82.547	96.636
Efeito regime lucro presumido	(762.811)	(849.550)	(746.921)	(843.188)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	252.896	252.896	220.560	220.560
Ajuste a valor justo em investimento	(102.638)	(102.638)	49.607	49.607
Provisão para perda ao valor recuperável	(56.022)	(56.022)	334.193	334.193
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(55.006)	(32.936)	79.312	12.752
Base de cálculo	7.137.584	7.086.443	7.723.371	7.574.634
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(642.383)	(1.771.611)	(695.103)	(1.893.658)
Ajustes de créditos fiscais	21.799	64.784	26.777	78.374
(Provisão) reversão para riscos fiscais	(94)	166	(227)	(1.784)
Total	(620.678)	(1.706.661)	(668.553)	(1.817.068)
Corrente	(484.961)	(1.331.115)	(637.899)	(1.724.695)
Diferido	(135.717)	(375.546)	(30.654)	(92.373)

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\$ 511.263 (R\$ 123.027 em 2023) refere-se principalmente a (i) prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 101.566 (R\$ 68.051 em 2023); (ii) despesas com realização benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 499.305 (R\$ 34.211 em 2023) e (iii) despesas com diferenças temporárias de R\$ 89.608 (R\$ 20.765 em 2023).

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 2024 e 2023 foram os seguintes:

	Consolidado			
	2024		2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	(1.350.037)	(1.350.037)	301.534	301.534
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	511.871	511.871	(29.837)	(29.837)
Base de cálculo	(838.166)	(838.166)	271.697	271.697
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	75.435	209.542	(24.453)	(67.924)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	19.655	54.602	47.306	131.404
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	95.090	264.144	22.853	63.480
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	3.385	3.385	1.713	1.713
Custo atribuído de ativo imobilizado	16.582	16.582	40.321	40.321
Subtotal	19.966	19.966	42.034	42.034
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(1.797)	(4.992)	(3.783)	(10.509)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	93.293	259.153	19.070	52.971

10.7 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31 de dezembro de 2024, a controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não reconhecidos no montante de R\$ 59.947, 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 2024, as controladas que possuem tais créditos não registrados são CPFL Brasil R\$ 156.088, Sul Geradora R\$ 72.774, CPFL Telecom R\$ 16.022, Jaguari Geração R\$ 2.575, Paulista Lajeado R\$ 1.202, Clion R\$ 120 e controladas da CPFL Renováveis R\$ 35.812. Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

	Consolidado
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
Ajuste ao valor justo	1.104.267
Transferência - ativo contratual	2.690.645
Transferência - ativo intangível	(8.185)
Baixas	(194.481)
Saldo em 31/12/2024	25.209.768
Não circulante	25.209.768

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 2024, as baixas de R\$ 194.481 (R\$ 130.066 em 2023) referem-se tanto à baixa da atualização relacionada ao ativo de R\$ 96.326 (R\$ 68.604 em 2023) como à baixa do ativo de R\$ 98.156 (R\$ 61.462 em 2023).

(12) OUTROS ATIVOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Adiantamentos - Plano de previdência privada	22.255	13.197	-	-
Adiantamentos - fornecedores	18.806	15.935	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	85.749	80.396	21.636	8.387
Ordens em curso	303.394	433.420	12.992	11.950
Serviços prestados a terceiros	27.225	20.063	-	-
Contratos de pré-compra de energia	-	-	-	17.976
Despesas antecipadas	233.270	196.655	34.986	58.348
Contas a receber - CDE	519.831	336.895	-	-
Adiantamentos a funcionários	28.928	29.526	-	-
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	4.445	4.462	-	-
Outros	298.606	346.313	261.473	280.653
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(34.103)	(38.378)	-	-
Total	1.508.406	1.438.485	331.087	377.313

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).

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

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

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

(13) INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial				
Pelo patrimônio líquido da controlada e controlada em conjunto	20.359.378	17.957.758	577.389	516.376
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	59.000	-	-
Subtotal	20.359.378	18.016.758	577.389	516.376
Mais valia de ativos, líquidos	196.863	268.394	3.974	4.285
Ágio de rentabilidade futura	6.054	6.054	-	-
Total	20.562.295	18.291.206	581.364	520.662

13.1 Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial

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

Investimento	31/12/2024			31/12/2024	31/12/2023	2024	2023
	Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do exercício	Participação patrimonial líquido	Resultado de equivalência patrimonial	
CPFL Paulista	21.128.975	1.395.747	3.055.109	1.422.412	3.055.109	2.229.207	1.422.412
CPFL Piratininga	8.014.456	272.262	640.372	496.717	640.372	592.154	496.717
CPFL Santa Cruz	2.696.505	252.576	617.612	135.111	617.612	514.590	135.111
RGE	19.630.916	2.864.105	5.458.159	942.323	4.851.937	4.176.401	849.507
CPFL Geração	4.051.279	972.729	3.614.428	1.336.916	3.614.428	4.220.527	1.336.916
CPFL Renováveis	8.795.595	2.632.292	4.942.943	1.182.988	2.429.457	2.352.323	581.439
CPFL Jaguari Geração	81.527	40.108	81.486	44.496	81.486	36.990	44.496
CPFL Brasil	5.288.661	2.958.474	4.344.907	617.851	4.344.907	3.191.680	617.851
CPFL Planalto	4.248	630	3.350	3.719	3.350	4.914	3.720
CPFL Serviços	682.956	318.663	443.809	39.677	443.809	419.406	39.677
CPFL Atende	24.785	7.167	15.124	789	15.124	16.589	789
CPFL Infra	23.109	299	10.747	11.150	10.747	8.317	11.150
CPFL Pessoas	12.821	811	7.691	14.384	7.691	16.329	14.384
CPFL Finanças	21.064	385	13.419	25.426	13.419	27.300	25.426
CPFL Supre	13.597	826	8.789	13.630	8.789	10.530	13.629
CPFL Telecom	20.239	1.928	19.674	17.516	19.674	3.648	17.516
CPFL Eficiência	-	-	-	-	-	-	7.019
AUTHI	10.655	6.400	10.408	759	10.408	14.591	759
Alestá	197.021	95.000	186.377	67.911	186.377	176.657	67.911
Clion	6.058	4.242	4.681	78	4.681	4.603	78
Subtotal Investimento - pelo patrimônio líquido da controlada				20.359.378	18.016.758	5.679.488	5.710.026
Amortização da mais valia de ativos						(71.531)	(73.544)
Total				20.359.378	18.016.758	5.607.957	5.636.482

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\$ 71.531 (R\$ 73.544 em 2023) 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 2024 e 2023 é como segue:

Investimentos	Investimento em 31/12/2023	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Reestruturação societária	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Outros	Investimento em 31/12/2024
CPFL Paulista	2.229.207	1.422.412	224.401	-	(820.911)	-	3.055.109
CPFL Piratininga	592.154	496.717	(129.173)	-	(319.326)	-	640.372
CPFL Santa Cruz	514.590	135.111	-	-	(32.089)	-	617.612
RGE	4.176.401	849.507	32.121	-	(206.093)	-	4.851.937
CPFL Geração	4.220.527	1.336.916	1.762	(562.949)	(1.383.910)	2.081	3.614.428
CPFL Renováveis	2.352.323	581.439	1.703	-	(508.019)	2.011	2.429.457
CPFL Jaguari Geração	36.990	44.496	-	-	-	-	81.486
CPFL Brasil	3.191.680	617.851	341.979	562.949	(370.669)	1.117	4.344.907
CPFL Planalto	4.914	3.720	-	-	(5.284)	-	3.350
CPFL Serviços	419.406	39.677	-	-	(15.274)	-	443.809
CPFL Atende	16.589	789	-	-	(2.254)	-	15.124
CPFL Infra	8.317	11.150	-	-	(8.720)	-	10.747
CPFL Pessoas	16.329	14.384	-	-	(23.022)	-	7.691
CPFL Finanças	27.300	25.426	-	-	(39.307)	-	13.419
CPFL Supri	10.530	13.629	-	-	(15.370)	-	8.789
CPFL Telecom	3.648	17.516	-	-	(1.490)	-	19.674
AUTHI	14.591	759	-	-	(4.942)	-	10.408
Alestá	176.657	67.911	-	-	(58.191)	-	186.377
Clion	4.603	78	-	-	-	-	4.681
	18.016.758	5.679.488	472.793	-	(3.814.869)	5.207	20.359.378

Investimento	Investimento em 31/12/2022	Aumento (Redução) / Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado) (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 Jaguari 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 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.

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

Investimento	31/12/2024	31/12/2023	2024	2023
	Participação patrimonio líquido		Resultado de equivalência patrimonial	
Baes	102.883	113.621	(10.737)	(2.665)
Chapecoense	218.843	144.776	254.795	241.008
EPASA	210.302	207.772	87.017	76.678
CSC-Central de Serv.Compartilhados S/A	1.855	1.555	311	465
Investimentos CPFL Transmissão	43.506	48.654	5.406	3.799
Mais valia de ativos líquidos	3.974	4.285	(329)	(577)
	581.364	520.662	336.462	318.708

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 2024 e 2023 os seguintes saldos a receber das controladas abaixo, referentes a dividendo e JCP:

Controlada	Controladora					
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio		Total	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
CPFL Paulista	237.004	-	74.204	35.360	311.208	35.360
CPFL Piratininga	102.136	-	11.220	7.395	113.356	7.395
CPFL Santa Cruz	15.440	-	14.152	12.920	29.592	12.920
RGE	69.259	237.723	52.962	-	122.221	237.723
CPFL Geração	275.227	271.590	59.003	21.250	334.230	292.840
CPFL Brasil	146.740	124.971	-	-	146.740	124.971
CPFL Serviços	9.423	2.946	-	629	9.423	3.575
CPFL Renováveis	145.360	165.677	-	-	145.360	165.677
Alestá	3.226	2.893	-	-	3.226	2.893
	1.003.815	805.800	211.541	77.554	1.215.355	883.352

No consolidado, o saldo de dividendo e JCP a receber de R\$ 19.115 em 31 de dezembro de 2024 e R\$ 10.286 em 31 de dezembro de 2023, refere-se basicamente aos empreendimentos controlados em conjunto.

Após deliberações das AGOs/AGEs de suas controladas diretas, a Companhia registrou em 2024 o montante de R\$ 2.401.346 a título de dividendo a receber referentes ao exercício de 2023. Adicionalmente, as controladas declararam em 2024, referente aos resultados de 2024 e/ou reversão de reservas estatutárias, (i) R\$ 1.035.931 como dividendo e (ii) R\$ 324.039 como JCP.

No exercício de 2024, o montante total de R\$ 3.429.313 foi pago pelas controladas para a Companhia.

13.4 Incorporação da Cone Sul pela CPFL Transmissão

Em 28 de fevereiro de 2024, a controlada indireta CPFL Transmissão comunicou a mercado fato relevante, informando a seus acionistas e ao mercado em geral que o Conselho de Administração aprovou os termos e condições da proposta de incorporação de sua controladora CPFL Cone Sul. A referida incorporação foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), por meio do Despacho 538, de 27 de fevereiro de 2024, a Assembleia Geral Extraordinária da controlada indireta CPFL Transmissão aprovou a incorporação, da Cone Sul, com acervo líquido de R\$ 2.875.907. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a CPFL Transmissão a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações

A incorporação foi realizada visando racionalizar a atual estrutura societária dos ativos do Grupo, otimizando custos administrativos e operacionais do Grupo e melhoria da sinergia entre as sociedades integrantes do Grupo. Na incorporação, foram aplicados os conceitos da Resolução CVM nº 78/2022, de modo que uma provisão retificadora da mais valia fosse registrada, gerando um crédito fiscal para a CPFL Transmissão, e para as demonstrações financeiras consolidadas, no montante de R\$ 533.517 (nota 10).

13.5 Reestruturação societária CPFL Geração e CPFL Transmissão (controlada da CPFL Brasil)

Em 26 de abril de 2024, como parte de processo de reestruturação societária do Grupo, a controlada CPFL Geração aprovou a cisão parcial de seu acervo líquido, composto pelos seus investimentos nas empresas CPFL Transmissão Piracicaba Ltda, CPFL Transmissão Morro Agudo Ltda, CPFL Transmissão Maracanaú Ltda, CPFL Transmissão Sul I Ltda, CPFL Transmissão Sul II Ltda no valor de R\$ 1.095.653 e dívidas relacionadas aos respectivos investimentos, no valor de R\$ 519.628. Na mesma data, a CPFL Transmissão (controlada da CPFL Brasil) aprovou o aumento de capital no mesmo valor. Tal cisão foi efetuada com base nos saldos contábeis de 31 de março de 2024.

13.6 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:

13.6.1 Movimentação da participação de acionistas não controladores

	CERAN	ENERCAN	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	TESB	Total
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)
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%	
Resultado atribuído aos acionistas não controladores	(16.061)	237.856	19.963	1.347	60.503	293	303.902
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	-	-	-	-	(1.117)	(1.117)
Redução de capital	-	-	(2.374)	(1.702)	-	(2.191)	(6.268)
Dividendos	-	(317.271)	(20.275)	(1.818)	(6.309)	(324)	(345.999)
Outras movimentações	-	(894)	-	-	(5.645)	-	(6.539)
Saldo em 31/12/2024	85.782	791.002	34.270	62.616	72.236	17.361	1.063.267
Participação acionária e no capital votante	35,00%	47,88%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	1,99%	

(*) Em 31 de dezembro de 2024 a participação na TESB foi de 98,01% (97,77% em 31 de dezembro de 2023).

13.6.2 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 2024 e 2023 são como segue:

Balanço patrimonial

	31/12/2024				31/12/2023			
	CERAN	ENERCAN	TESB	LUDESA	CERAN	ENERCAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis
Ativo circulante	56.127	394.561	93.667	13.984	63.534	15.469	96.612	1.393.098
Caixa e equivalentes de caixa	18.471	179.572	21.294	3.084	6.159	10.208	74.778	374.296
Ativo não circulante	710.415	2.206.251	322.716	78.349	459.464	152.619	700.926	2.270.150
Passivo circulante	312.314	290.374	20.867	3.861	70.837	21.704	303.869	266.340
Empêstimos, financiamentos e debêntures	-	-	-	-	10.281	-	-	647.414
Outros passivos financeiros	32.619	-	1.647	1.262	4.949	1.178	29.590	19.008
Passivo não circulante	209.136	646.494	36.749	-	153.596	950	202.688	596.844
Empêstimos, financiamentos e debêntures	-	-	-	-	96.499	-	-	3.962.237
Outros passivo financeiros	137.604	-	-	-	-	-	-	-
Patrimônio líquido	245.091	1.663.944	358.766	88.472	298.566	145.435	290.980	1.838.026
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores	159.309	872.342	341.405	54.202	235.950	73.199	189.137	968.715
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	85.782	791.002	17.361	34.270	62.616	72.236	101.843	871.311

Demonstração do resultado

	2024				2023			
	CERAN	ENERCAN	TESB	LUDESA	CERAN	ENERCAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis
Receita operacional líquida	106.143	1.002.708	61.682	65.757	97.854	18.950	107.764	1.007.075
Despesa de despesa operacional	(96.269)	(110.230)	4.962	(6.631)	(33.741)	83.625	(78.610)	1.792.452
Despesa de amortização	(41.939)	(140.782)	(4)	(5.353)	(24.987)	(4.656)	(42.051)	(5.567)
Receita de juros	6.326	21.934	15.143	296	5.744	887	9.308	(178.344)
Despesa de juros	(16.357)	(5.610)	(729)	-	(7.110)	(98)	(9.379)	(57.811)
Despesa de imposto sobre a renda	4.179	(262.848)	(16.625)	(2.704)	(6.468)	(28)	4.571	(237.568)
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores	(45.888)	498.152	67.335	52.176	26.988	105.118	(7.432)	97.952
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores	(29.827)	260.296	67.042	32.213	25.641	44.615	(4.831)	60.875
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores	(16.061)	237.856	293	19.968	1.347	60.503	(2.601)	37.077

13.6.3 Empreendimentos controlados em conjunto

As informações financeiras resumidas dos empreendimentos controlados em conjunto, em 31 de dezembro de 2024 e 2023, são como segue:

Balanço patrimonial

	31/12/2024			31/12/2023		
	Baesá	Chapecoense	Epasa	Baesá	Chapecoense	Epasa
Ativo circulante	66.695	480.981	512.120	52.839	410.738	415.233
Caixa e equivalentes de caixa	23.751	191.988	387.427	13.099	222.719	243.076
Ativo não circulante	974.115	2.075.999	1.492	1.013.972	2.202.641	95.258
Passivo circulante	101.076	631.742	118.676	110.840	619.332	81.740
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	234.315	-	-	234.447	-
Outros passivo financeiros	66.663	149.618	4.721	68.586	141.833	5.528
Passivo não circulante	528.297	1.496.134	695	501.595	1.706.804	39.254
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	426.240	-	-	653.355	-
Outros passivos financeiros	427.758	1.061.047	-	414.639	1.044.375	-
Patrimônio líquido	411.436	429.104	394.241	454.375	287.243	389.497

Demonstração do resultado

	31/12/2024			31/12/2023		
	Baesá	Chapecoense	Epasa	Baesá	Chapecoense	Epasa
Receita operacional líquida	227.729	1.279.058	356.302	195.121	1.271.750	352.131
Custo e despesa operacional	(130.306)	(261.070)	(98.519)	(142.993)	(273.892)	(112.451)
Depreciação e amortização	(58.173)	(102.984)	(91.599)	(57.559)	(103.200)	(92.690)
Receita de juros	2.833	31.323	33.144	4.313	46.393	31.221
Despesa de juros	(61.661)	(198.728)	-	(16.010)	(178.594)	-
Despesa de imposto sobre a renda	(21.903)	(249.084)	(27.212)	6.798	(277.168)	(32.809)
Lucro (prejuízo) líquido	(42.939)	499.584	163.125	(10.658)	446.913	143.745
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.

13.6.4 Operação controlada em conjunto

O Grupo, 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 31/12/2022	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)
Adições	-	-	-	-	-	-	589.870	589.870
Baixas	(1.825)	(6.207)	(61.959)	(401.484)	(7.973)	(224)	(115.396)	(595.069)
Transferências	(5.498)	(46.018)	54.843	209.671	90.448	(5.438)	(298.009)	-
Transferências de/para outros ativos - custo	-	-	-	-	-	-	(44.792)	(44.791)
Depreciação	(4.734)	(133.591)	(57.912)	(446.497)	(15.856)	(1.092)	-	(659.683)
Baixa da depreciação	-	3.411	18.739	241.194	6.697	144	-	270.185
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável	88	44.996	5.498	5.439	-	-	-	56.021
Saldo em 31/12/2024	158.224	2.224.210	868.726	5.225.599	114.491	7.629	1.153.402	9.752.282
Custo histórico	240.581	4.007.453	1.824.015	11.127.868	246.883	30.044	1.153.402	18.630.247
Depreciação acumulada	(82.357)	(1.783.243)	(955.289)	(5.902.268)	(132.392)	(22.415)	-	(8.877.965)
Taxa média de depreciação 2023	3,86%	2,71%	3,80%	4,06%	12,19%	2,77%	-	-
Taxa média de depreciação 2024	5,44%	3,70%	3,93%	4,58%	14,28%	6,15%	-	-

O saldo de imobilizado em curso em 31 de dezembro de 2024 e de 2023 no consolidado refere-se principalmente a obras em andamento referente aos projetos da controlada CPFL Renováveis com imobilizado em curso de R\$ 852.070 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 867.703 em 31 de dezembro de 2023), 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 2024 e 2023 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 2024, o valor total de ativos imobilizados concedidos em garantia a empréstimos e financiamentos, conforme mencionado na nota 18, é de aproximadamente R\$ 529.342 (R\$ 550.986 em 31 de dezembro de 2023), 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, o Grupo 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 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 pelo Grupo foi de aproximadamente 11%.

Como resultado dos testes realizados foi reconhecido, em dezembro de 2023, para seu investimento na UGC Enercan (composto por investimento pelo Método de Equivalência Patrimonial e mais-valia), provisão para perdas no valor de R\$ 334.193. Em dezembro de 2024, a companhia reavaliou o teste de redução ao valor recuperável e, em função principalmente do preço de energia no longo prazo, parte dessa provisão foi revertida, no montante de R\$ 56.022. O valor recuperável desta UGC foi estimado em R\$ 1.670.011. A perda em 2023, bem como a reversão em 2024, foi alocada na demonstração de resultado na rubrica "Outras Despesas Operacionais" (nota explicativa 28).

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

(15) ATIVO CONTRATUAL

	Distribuição	Transmissão	Consolidado
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
Adições	4.598.173	1.045.997	5.644.170
Transferência - intangível em serviço	(648.785)	-	(648.785)
Transferência - ativo financeiro	(2.690.645)	-	(2.690.645)
Remuneração e atualização	-	676.625	676.625
Amortização	-	(724.925)	(724.925)
Transferência - outros ativos	-	(297.186)	(297.186)
Outros	-	10.806	10.806
Saldo em 31/12/2024	3.830.876	7.307.830	11.138.706
Circulante	-	774.368	774.368
Não circulante	3.830.876	6.533.462	10.364.338

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.

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 2024 foram capitalizados R\$ 43.870 a uma taxa média de 7,56% a.a. (nota 29).

Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

Para todos os exercícios apresentados, o Grupo avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudesse 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 2024 e 2023 não houve necessidade de provisão de recuperação.

(16) INTANGÍVEL

Ágio	Consolidado					Outros ativos intangíveis	Total		
	Direito de concessão				Outros ativos intangíveis				
	Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	UBP/Intangível de concessão						
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)		
Adições	-	-	-	-		19.421	19.421		
Amortização	-	(332.791)	(1.192.042)	(32.150)		(15.603)	(1.572.587)		
Transferência - ativo contratual	-	-	648.591	-		194	648.785		
Transferência - ativo financeiro	-	-	8.185	-		-	8.185		
Baixa e transferência - outros ativos	-	(186.112)	(56.088)	210.498		(221.435)	(253.137)		
Saldo em 31/12/2024	6.115	2.737.501	4.561.075	429.232		90.508	7.824.433		
Custo histórico	6.152	8.365.280	16.623.464	513.243		413.361	25.921.500		
Amortização acumulada	(37)	(5.627.779)	(12.062.389)	(84.011)		(322.852)	(18.097.068)		

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

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para financiamento das obras são capitalizados, durante a fase de construção, para os ativos qualificáveis. No consolidado, no ano de 2024 foram capitalizados R\$ 47.587 (R\$ 38.858 em 2023) a uma taxa média de 7,66% a.a. (7,28% a.a. em 2023) (nota 29).

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					
	31/12/2024		31/12/2023		Taxa de amortização anual	
	Custo Histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	2024	2023
Intangível adquirido em combinações de negócio						
Intangível adquirido não incorporado						
CPFL Paulista	304.861	(276.900)	27.961	37.947	3,28%	3,28%
CPFL Piratininga	39.065	(34.102)	4.962	6.257	3,31%	3,31%
RGE	3.768	(3.249)	519	695	4,67%	4,67%
CPFL Geração	54.555	(48.404)	6.150	7.996	3,38%	3,38%
Jaguari Geração	7.896	(5.739)	2.157	2.427	3,41%	3,41%
CPFL Renováveis	3.665.802	(2.024.353)	1.641.449	1.787.410	3,98%	4,33%
CPFL Transmissão	503.191	(100.552)	402.639	643.985	4,83%	4,71%
Enercan	354.736	(55.627)	299.112	301.500	6,04%	10,19%
Subtotal	4.933.874	(2.548.925)	2.384.951	2.788.215		
Intangível adquirido já incorporado						
RGE	1.433.007	(1.283.548)	149.459	201.515	3,63%	3,63%
CPFL Renováveis	426.450	(393.228)	33.221	43.188	2,34%	2,34%
Subtotal	1.859.457	(1.676.776)	182.680	244.703		
Intangível adquirido já incorporado - recomposto						
CPFL Paulista	1.074.026	(980.097)	93.930	126.134	3,00%	3,00%
CPFL Piratininga	115.762	(101.056)	14.706	18.542	3,31%	3,31%
Jaguari Geração	15.275	(11.596)	3.679	4.139	3,01%	3,01%
RGE	366.887	(309.330)	57.557	74.673	4,67%	4,67%
Subtotal	1.571.950	(1.402.078)	169.871	223.488		
Total	8.365.280	(5.627.779)	2.737.501	3.256.404		

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 (atual Resolução CVM 78/22), 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. Com a publicação da Resolução 78/22, essas instruções foram revogadas, mas os conceitos foram substancialmente mantidos pela nova resolução. 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 do Grupo 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, o Grupo 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 2024 e 2023 não houve necessidade de provisão para redução ao valor recuperável dos ativos intangíveis do Grupo.

(17) FORNECEDORES

	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
Circulante		
Encargos de serviço do sistema	41.431	68.633
Suprimento de energia elétrica	1.833.922	1.764.180
Encargos de uso da rede elétrica	589.131	559.269
Materiais e serviços	1.167.174	1.077.528
Energia livre	259.170	222.880
Total	3.890.827	3.692.489
Não circulante		
Suprimento de energia elétrica	254.229	397.008
Materiais e serviços	135	414
Total	254.364	397.422

Em junho de 2015, a Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa-ABRAGEL ingressou com ação judicial questionando o mecanismo de revisão de garantia física previsto na Portaria MME nº 463/2009, tendo obtido, em 23 de junho de 2015, decisão liminar operacionalizada por meio da Portaria SPE/MME nº 267/2015 restabelecendo o montante original das garantias físicas de diversas PCHs e CGHs da controlada CPFL Renováveis. A Administração vinha registrando substancialmente o passivo correspondente a esta redução de garantia física na rubrica de “Fornecedores”.

Adicionalmente, conforme Portaria MME nº 376/2015, está suspensa a aplicação do dispositivo de revisão de garantia física até que seja proposta uma nova metodologia que atenda as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente.

Em março de 2024, com a publicação da REN nº 1.085/2024, foi instituído o Sistema de Medição de Indisponibilidade (SMI). Esse sistema medirá a vazão vertida, permitindo diferenciar quando a usina não gera por falta de água (risco hidrológico) ou por falha de equipamento, principal discordância dos agentes e motivação central do processo judicial da ABRAGEL representando suas associadas.

Essa regulamentação e a instalação do SMI atenderá às demandas do setor, corrigindo a lacuna regulatória e possibilitará a proposição de metodologia de revisões de garantia físicas mais justas para PCHs e CGHs.

Considerando que os dados do SMI serão utilizados, no melhor cenário, a partir de março de 2025 e continua vigente a Portaria MME nº 376/2015, que suspendeu a aplicação do dispositivo de revisão de garantia física até que seja proposta uma nova metodologia que atenda as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, o Grupo entende que favorece a discussão técnica o que justifica a baixa executada em 2024 dos saldos provisionados referentes à essa discussão no montante de R\$ 216.557 (nota 22.1).

(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Consolidado			Saldo em 31/12/2024
				Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pós Fixado							
TJLP	334.632	-	(48.736)	26.988	-	(24.484)	288.399
IPCA	5.368.421	60.000	(469.481)	493.548	-	(191.071)	5.261.416
Selic	-	300.000	-	4.902	-	-	304.902
CDI	1.266.700	-	(1.029.620)	66.615	-	(303.695)	-
Gastos com captação	(30.739)	(9.117)	-	8.506	-	-	(31.351)
Subtotal	6.939.013	350.883	(1.547.837)	600.559	-	(519.250)	5.823.367
Mensuradas ao valor justo							
Pré Fixado	578.983	361.436	(572.000)	15.657	-	(19.380)	364.696
Marcação a mercado	(4.304)	-	-	(62.318)	-	-	(66.622)
Subtotal	574.679	361.436	(572.000)	(46.661)	-	(19.380)	298.074
Total moeda nacional	7.513.692	712.319	(2.119.837)	553.898	-	(538.630)	6.121.442
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	4.291.337	28.700	(1.157.185)	141.283	939.357	(141.904)	4.101.588
Euro	567.276	-	-	7.802	110.250	(7.131)	678.196
Iene	1.297.128	199.100	(220.895)	16.350	211.253	(15.666)	1.487.270
Marcação a mercado	(158.057)	-	-	47.554	-	-	(110.503)
Total moeda estrangeira	5.997.684	227.800	(1.378.080)	212.989	1.260.860	(164.701)	6.156.551
Total	13.511.377	940.119	(3.497.918)	766.887	1.260.860	(703.331)	12.277.993
Circulante	3.531.710						4.587.739
Não Circulante	9.979.666						7.690.254
Modalidade	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Consolidado			Saldo em 31/12/2023
				Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	
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)	5.997.664
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

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 2024, os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 177.125 (ganho de R\$ 162.361 em 31 de dezembro 2023), que reduzidos das perdas não realizadas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 148.258 (perda de R\$ 173.900 em 31 de dezembro de 2023), contratados para proteção da variação cambial (nota 34), geraram um ganho líquido não realizado de R\$ 28.867 (perda de R\$ 11.539 em 31 de dezembro de 2023).

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia			
		31/12/2024	31/12/2023					
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional								
Pós fixado								
TJLP								
FINEM	TJLP e TJLP + de 1,72% a 3,05%	288.399	334.632	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			
		<u>288.399</u>	<u>334.632</u>					
IPCA								
FINEM	IPCA + 4,18% a 4,80%	5.066.542	5.164.034	2020 a 2040	Fiança da CPFL Energia e recebíveis			
BNB	IPCA + de 1,06 a 1,48%	194.874	204.387	2022 a 2044	Fiança Bancária			
		<u>5.261.416</u>	<u>5.368.421</u>					
SELIC								
FINEM	SELIC-10 +1,52%	304.902	-	2025 a 2027	Fiança da CPFL Energia e recebíveis			
		<u>304.902</u>						
CDI								
Nota Promissória	CDI + 0,96%	-	1.266.700	2024	Fiança da CPFL Energia			
		<u>-</u>	<u>1.266.700</u>					
Gastos com captação (*)		<u>(31.351)</u>	<u>(30.739)</u>					
Subtotal		<u>5.823.367</u>	<u>6.939.013</u>					
Mensuradas ao valor justo - Moeda nacional								
Pré-fixada								
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Pré fixado de 6,16% a 7,38%	-	578.983	2024	Fiança da CPFL Energia e nota promissória			
FINEM	Pré fixado de 2,35% a 7,42%	364.696	-	2025 a 2029	(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			
Marcação a mercado		<u>(66.622)</u>	<u>(4.304)</u>					
Subtotal		<u>298.074</u>	<u>574.679</u>					
Total moeda nacional		<u>6.121.442</u>	<u>7.513.692</u>					
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 6,29%	4.101.588	4.291.337	2018 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória			
Euro	Euro + de 0,69% a 4,22%	678.196	567.276	2021 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória			
Iene	Iene + 0,92% a 1,20%	1.487.270	1.297.128	2023 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória			
		<u>6.267.055</u>	<u>6.155.741</u>					
Marcação a mercado		<u>(110.503)</u>	<u>(158.057)</u>					
Total moeda estrangeira		<u>6.156.551</u>	<u>5.997.684</u>					
		<u>12.277.993</u>	<u>13.511.377</u>					

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 50,3% a 112,5% 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>
2026	2.972.910
2027	2.166.949
2028	2.088.714
2029	77.527
2030	52.133
2031 a 2035	265.396
2036 a 2040	175.151
2041 a 2045	24.727
Subtotal	7.823.506
Marcação a mercado	(133.252)
Total	7.690.254

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

Indexador	Variação acumulada %		Consolidado	
	2024	2023	% da dívida	
			2024	2023
TJLP	7,43	6,84	2,3	2,5
IPCA	4,83	4,62	42,6	39,5
CDI	12,15	11,65	52,6	58,0
Outros			2,5	0,0
			100	100

Adições no exercício

Modalidade Empresa	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Amortização de principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro e taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativo
	Total aprovado	Liberado em 2024					
Moeda estrangeira - Lei 4.131							
RGE	199.100	199.100	Semestral	Parcela única em Agosto de 2024	Capital de giro	JPY+ 0,69%	CDI + 0,55%
CPFL Santa Cruz	28.700	28.700	Semestral	Parcela única em Fevereiro de 2025	Capital de giro	USD + 5,72%	CDI + 0,60%
Moeda Nacional - IPCA							
CPFL Renováveis	221.936	60.000	Trimestral	Mensal após Julho de 2024	Investimento	IPCA + 4,18%	Não se aplica
Moeda Nacional - Pré fixado							
RGE	290.000	61.436	Trimestral e mensal com o principal	Mensal após Setembro de 2026	Investimento	2,35%	CDI -11,55%
RGE	400.000	300.000	Trimestral e mensal com o principal	Mensal após Setembro de 2025	Capital de giro	7,42%	CDI -5,21%
Moeda Nacional - Selic							
RGE	704.000	290.883	Trimestral e mensal com o principal	Mensal após Setembro de 2025	Capital de giro	SELIC-10 + 1,52%	Não se aplica
	1.843.736	940.119					

Pré-pagamento:

Durante o exercício de 2024 foram liquidados antecipadamente R\$ 1.029.620 de notas comerciais, cujos vencimentos originais eram até outubro de 2024.

Condições restritivas

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2024.

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 4,00

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 no Grupo 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 pelo Grupo 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. Em 31 de dezembro de 2024, a Administração do Grupo não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

(19) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Consolidado					Saldo em 31/12/2024
	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	
Mensuradas ao custo - pós fixado						
CDI	7.940.787	4.897.000	(2.368.525)	1.139.524	(1.118.475)	10.490.311
IPCA	568.980	-	(389.027)	28.996	(24.280)	184.669
Gastos com captação	(20.509)	(12.869)	-	9.635	-	(23.743)
Total ao custo	8.489.259	4.884.131	(2.757.552)	1.178.155	(1.142.754)	10.651.238
Mensuradas ao valor justo - pós fixado						
IPCA	4.520.525	1.937.000	(286.965)	578.609	(296.668)	6.452.502
Marcação a mercado	(84.057)	-	-	(509.337)	-	(593.394)
Total ao valor justo	4.436.469	1.937.000	(286.965)	69.273	(296.668)	5.859.107
Total	12.925.727	6.821.131	(3.044.517)	1.247.427	(1.439.423)	16.510.345
Circulante	980.841					815.233
Não Circulante	11.944.886					15.695.112

Modalidade	Consolidado					Saldo em 31/12/2023
	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	
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

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 2024 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 593.394 (ganho de R\$ 84.057 em 31 de dezembro de 2023), que reduzidos das perdas obtidas não realizadas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 429.844 (ganho de R\$ 213.320 em 31 de dezembro de 2023), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 34), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 163.550 (ganho de R\$ 297.377 em 31 de dezembro de 2023).

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia
		31/12/2024	31/12/2023		
Mensuradas ao Custo - Pós Fixado					
CDI	(i) De 104,30% a 107% do CDI (ii) CDI + 0,49% a 1,50%	10.490.311	7.940.787	2021 a 2031	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 5,05%	184.669	568.980	2024 a 2027	Fiança da CPFL Energia
	Gastos com captação	(23.743)	(20.508)		
		10.651.238	8.489.259		
Mensuradas ao valor justo - pós fixado					
IPCA	IPCA + 4,30% a 6,30%	6.452.501	4.520.525	2023 a 2039	Fiança da CPFL Energia
	Marcação a mercado	(593.394)	(84.057)		
	Total	16.510.345	12.925.727		

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 84,1% a 112,7% do CDI.

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

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2026	5.038.089
2027	387.478
2028	1.674.732
2029	2.403.240
2030	1.229.648
2031 a 2035	5.093.912
2036 a 2040	362.018
Subtotal	16.189.117
Marcação a mercado	(494.005)
Total	15.695.112

Adições no exercício

Modalidade Empresa	Emissão	Quantidade emitida	Liberado em 2024	Liberado líquido dos gastos de emissão	Montantes R\$ mil		Amortização de principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro e taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
					Pagamento de juros					
Moeda nacional										
IPCA										
CPFL Santa Cruz	26/02/2024	181.000	181.000	181.000	Semestral	Parcela única em março de 2031	Investimento	IPCA + 5,79%	CDI + 0,30%	
CPFL Renováveis	11/03/2024	132.000	132.000	132.000	Semestral	Parcela única em junho de 2031	Investimento	IPCA + 5,81%	CDI + 0,30%	
CPFL Piratininga	09/05/2024	293.000	293.000	293.000	Semestral	3 parcelas anuais a partir de abril de 2032 a 3	Investimento	IPCA + 6,23% e IPCA + 6,30%	CDI + 0,17% a CDI + 0,30%	
RGE	17/05/2024	696.000	696.000	696.000	Semestral	3 parcelas anuais a partir de abril de 2032 a 3	Investimento	IPCA + 6,14% e IPCA + 6,20%	CDI + 0,10% a CDI + 0,27%	
CPFL Transmissão	21/05/2024	635.000	635.000	635.000	Semestral	3 parcelas anuais a partir de abril de 2032 a 3	Investimento	IPCA + 6,10% e IPCA + 6,16%	CDI + 0,15% a CDI + 0,27%	
CDI										
CPFL Paulista	15/03/2024	1.018.000	1.018.000	1.015.064	Trimestral	Parcela única em janeiro de 2026	Capital de giro	CDI + 0,55%	Não se aplica	
CPFL Paulista	20/09/2024	750.000	750.000	748.063	Trimestral	5 parcelas trimestrais a partir de setembro de 2028	Gestão de passivos	CDI + 0,49%	Não se aplica	
CPFL Piratininga	12/03/2024	481.000	481.000	479.190	Trimestral	5 parcelas trimestrais a partir de setembro de 2028	Capital de giro	CDI + 0,57%	Não se aplica	
CPFL Piratininga	18/09/2024	554.000	554.000	552.517	Trimestral	5 parcelas trimestrais a partir de setembro de 2028 e 5 parcelas trimestrais a partir de setembro de 2030	Gestão de passivos e capital de giro	CDI + 0,49% e CDI + 0,59%	Não se aplica	
RGE	28/02/2024	449.000	449.000	447.870	Semestral	2 parcelas anuais a partir de fevereiro de 2030	Capital de giro	CDI + 1,00%	Não se aplica	
CPFL Santa Cruz	18/09/2024	300.000	300.000	298.019	Trimestral	5 parcelas trimestrais a partir de setembro de 2030	Capital de giro	CDI + 0,59%	Não se aplica	
CPFL Geração	20/09/2024	482.000	482.000	482.000	Trimestral	5 parcelas trimestrais a partir de setembro de 2030	Capital de giro	CDI + 0,59%	Não se aplica	
CPFL Transmissão	10/10/2024	260.000	260.000	260.000	Trimestral	5 parcelas trimestrais a partir de setembro de 2028	Gestão de passivos	CDI + 0,49%	Não se aplica	
RGE	16/10/2024	603.000	603.000	601.408	Trimestral	5 parcelas trimestrais a partir de setembro de 2028	Gestão de passivos	CDI + 0,49%	Não se aplica	
		6.834.000		6.821.131						

Pré-pagamento:

Durante o exercício de 2024 foram liquidados antecipadamente R\$ 2.065.500 de debêntures, cujos vencimentos originais eram até dezembro de 2028.

Condições restritivas

As debêntures emitidas pelas empresas do Grupo exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras. As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2024.

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. Em 31 de dezembro de 2024, a Administração do Grupo não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

(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 suplementar e permitir que os participantes ativos, assistidos e pensionistas realizassem a conversão voluntária da Renda Vitalícia para a Renda Financeira. Optando pela Renda Financeira, o participante deixa de ter um benefício definido e passa a ter um benefício flexível e de acordo com o saldo acumulado.

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

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

Adicionalmente, para os gestores da controlada há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (contribuição definida), mantido através do 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 1^a e 2^a 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 admitiu 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 constitutiva 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 que 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\$ 147.037, dos quais R\$ 72.430 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, 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 2024 o valor de R\$ 137.531 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

	31/12/2024									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	Total
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	5.238.925	1.262.430	120.010	388.941	516.508	1.216.684	3.115	2.080.162	10.826.774	
Valor justo dos ativos do plano	(5.147.905)	(1.531.662)	(118.238)	(443.253)	(467.674)	(813.209)	-	(1.256.040)	(9.777.982)	
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	91.019	(269.232)	1.772	(54.312)	48.834	403.475	3.115	824.122	1.048.792	
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	156.833	291.598	14.291	54.312	-	-	-	-	517.034	
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	(57.738)	(22.366)	(1.326)	-	(47.695)	(297.929)	-	(544.353)	(971.407)	
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	190.114	-	14.737	-	1.139	105.546	3.115	279.769	594.420	

	31/12/2023									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD	Total
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	5.988.342	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)	
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	968.587	14.653	22.314	(1.939)	133.947	487.514	3.415	1.062.495	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)	
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	968.587	14.653	22.314	-	60.192	205.510	3.415	538.662	1.813.332	

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

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE	Plano 1 (*)	Plano 2	Plano Único	CPFL Transmissão		Total
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 atuariais	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 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)	(7.783)	-	(28.718)	(10.256)	
Benefícios pagos no ano	(722.656)	(149.928)	(15.539)	(35.579)	(48.148)	(147.778)	-	(208.510)	(1.328.139)	
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	
Custo do serviço corrente bruto	623	-	11	(2.156)	(879)	-	-	(5)	(2.406)	
Juros sobre obrigação atuariais	559.491	136.935	12.801	44.388	52.031	65.262	313	114.103	985.324	
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	-	-	91	834	-	-	628	1.553	
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(643.450)	(207.301)	(19.215)	(77.971)	(96.814)	(89.050)	(303)	(209.219)	(1.343.322)	
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	(57.738)	(22.366)	(1.326)	-	26.060	(15.925)	-	(20.520)	(91.815)	
Benefícios pagos no ano	(666.081)	(135.651)	(11.514)	(36.594)	(49.451)	(150.659)	-	(215.784)	(1.265.734)	
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	(309)	-	(309)		
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2024	5.181.187	1.240.064	118.684	388.941	468.813	918.754	3.116	1.535.809	9.855.367	

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CPFL Transmissão		Total
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)	(123.666)	(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 decorrente de conversão voluntária de renda *	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)	
Rendimento esperado no exercício	(505.134)	(141.299)	(10.993)	(45.875)	(48.120)	(42.023)	-	(64.835)	(858.279)	
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	-	-	(91)	(834)	-	-	(628)	(1.553)	
Contribuições de patrocinadoras	(323.109)	(90.257)	(6.955)	(2.639)	(6.019)	(34.767)	-	(54.980)	(518.726)	
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	34.010	18.037	3.809	41.823	38.660	16.539	-	7.871	160.749	
Benefícios pagos no exercício	666.081	135.651	11.514	36.594	49.451	150.659	-	215.784	1.265.734	
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2024	(5.147.906)	(1.531.662)	(118.238)	(443.253)	(467.674)	(813.209)	-	(1.256.040)	(9.777.982)	

20.3 Movimentações dos ativos e passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE	CPFL Transmissão		Total	
				Plano 1 (*)	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD
Passivo atuarial líquido em 31/12/2023	968.587	14.653	22.314	60.192	205.510	3.415	538.662	1.813.332
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	56.944	(4.364)	1.819	(2.383)	3.032	23.239	313	49.264
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(343.174)	(90.257)	(6.955)	(2.639)	(6.019)	(34.767)	-	(54.980)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	-	(9.943)	(23.972)	-	-	(31.307)	(65.222)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(643.450)	(207.301)	(19.215)	(77.971)	(96.814)	(89.050)	(303)	(209.219)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	54.075	18.037	3.809	41.823	38.660	16.539	-	7.871
Efeito risk sharing	(57.738)	(22.366)	(1.326)	-	26.050	(15.925)	-	(20.520)
Benefício pago diretamente pela empresa	-	-	-	-	-	(309)	-	(309)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	154.869	291.598	14.291	51.113	-	-	-	511.871
Passivo atuarial líquido em 31/12/2024	190.114	0	14.737	-	1.139	105.546	3.116	279.770
Dívida financeira	117.122	65.341	3.709	-	-	-	-	186.172
Outras contribuições	-	-	-	-	-	-	-	7.320
Total passivo								787.912

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE	CPFL Transmissão		Total	
				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	7.724	2.438	(214)	10.064	23.948	338	29.344
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(402.475)	(123.685)	(7.695)	(2.304)	(4.481)	(32.562)	-	(68.453)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(68.284)	(26.458)	(2.870)	23.182	32.825	113.543	50	346.667
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	67.112	30.973	(742)	9.173	5.330	(86.484)	-	39.761
Efeito risk sharing	-	-	-	-	(73.755)	(7.783)	-	(28.718)
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	538.662
Dívida Financeira	151.646	75.932	4.953	-	-	-	-	232.531
Outras contribuições	-	-	-	-	-	-	-	6.843
Total passivo								2.052.706

Circulante
Não circulante

549.549
1.503.118

20.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas aos planos para o exercício de 2025 estão apresentadas a seguir:

	2025
CPFL Paulista	326.887
CPFL Piratininga	91.394
CPFL Renováveis	7.001
RGE - Plano 1	2.691
RGE - Plano 2	6.488
CPFL Transmissão - Plano Único	37.007
CPFL Transmissão - CTP	392
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	67.045
Total	538.904

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

	2025	2026	2027	2028	2029 a 2034	Total
CPFL Paulista	576.101	586.618	596.143	604.126	3.710.894	6.073.882
CPFL Piratininga	123.769	127.350	130.921	134.192	870.887	1.387.119
CPFL Renováveis	12.875	13.095	13.296	13.496	83.219	135.981
RGE - Plano 1	38.653	39.822	41.015	42.250	275.835	437.575
RGE - Plano 2	51.639	53.080	54.567	56.272	367.019	582.577
CPFL Transmissão - Plano Único	142.415	143.952	145.239	146.206	874.317	1.452.129
CPFL Transmissão - CTP	392	380	365	347	1.507	2.991
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	211.370	216.871	222.495	227.376	1.454.326	2.332.438
Total	1.157.214	1.181.168	1.204.041	1.224.265	7.638.004	12.404.692

Em 31 de dezembro de 2024, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 7,1 anos para a CPFL Paulista, 8 anos para a CPFL Piratininga, 7,4 anos para a CPFL Renováveis, 8 anos para o Plano 1 e 8,8 anos para o Plano 2 da RGE, e 8,7 anos no plano único e 10,1 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 2025 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2024 e 2023 são como segue:

	2025 estimadas						Total	
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE	CPFL Transmissão	CEEEPREV BD		
			Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP		
Custo do serviço	259	-	9	(2.204)	(1.240)	-	(184) (3.360)	
Juros sobre obrigações atuariais	578.369	139.335	13.280	43.688	52.362	100.180	345 169.041	1.096.600
Rendimento esperado dos ativos do plano	(593.754)	(179.203)	(13.640)	(50.401)	(52.751)	(89.892)	-	(139.972) (1.119.613)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	18.538	34.468	1.689	6.420	-	-	-	61.115
Total da despesa (recepita)	3.412	(5.400)	1.338	(2.497)	(1.629)	10.288	345	28.885 34.742

	2024 realizadas								Total	
	CPFL Paulista	CPFL Piratininha	CPFL Renováveis	RGE		CPFL Transmissão				
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD		
Custo do serviço	623	-	11	(2.156)	(879)	-	-	(5)	(2.406)	
Juros sobre obrigações atuariais	559.491	136.935	12.801	44.388	52.031	65.262	313	114.103	985.324	
Rendimento esperado dos ativos do plano	(505.134)	(141.299)	(10.993)	(45.875)	(48.120)	(42.023)	-	(64.835)	(858.279)	
Efeito do limite do ativo a ser registrado	1.964	-	-	1.260	-	-	-	-	3.224	
Total da despesa (receita)	56.944	(4.364)	1.819	(2.383)	3.032	23.239	313	49.264	127.863	

	2023 realizadas								Total	
	CPFL Paulista	CPFL Piratininha	CPFL Renováveis	RGE		CPFL Transmissão				
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD		
Custo do serviço	903	-	19	(80)	848	(33)	-	(10.075)	(8.418)	
(Ganho) / perda decorrente de liquidação antecipada	(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)	(866.467)	
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	

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

	CPFL Paulista, CPFL Renováveis e CPFL Piratininha		RGE (Planos 1 e 2)		CPFL Transmissão (Plano Único e CEEPREV BD)	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	11,82% a.a.	9,71% a.a.	11,82% a.a.	9,71% a.a.	11,82% a.a.	9,71% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	11,82% a.a.	9,71% a.a.	11,82% a.a.	9,71% a.a.	11,82% a.a.	9,71% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	4,49% a.a. (*)	4,45% a.a. (*)	5,77% a.a. (**)	5,73% a.a. (**)	3,89% a.a.	3,89% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,89% a.a.	3,85% a.a.	3,89% a.a.	3,85% a.a.	3,89% a.a.	3,85% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	3,89% a.a.	3,85% a.a.	3,89% a.a.	3,85% a.a.	3,89% a.a.	3,85% a.a.
Tábuas biométricas de mortalidade geral:	AT2000(-10)	AT-2000 (-10)	BR-EMSSb v.2021 (segregada por sexo) (***)	BR-EMS sb v.2015 (-10) (***)	BR-EMSSb v.2021 desagravada em 10% (segregada por sexo) (****)	BREMS sb v.2015 (****)
Tábuas biométricas de entrada em invalidez:	Mercer Disability, suavizada 50% Masculina	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 Piratininha foi de 3,89% em 2024 e de 3,85% em 2023.

(**) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE Plano I foi de 4,34% em 2024 e de 4,30% em 2023.

(***) Tábuas biométricas de mortalidade geral para o plara RGE Sul Plano I é BR-EMSSb v.2015 desagravada em 20% (segregada por sexo) em 2024 e 2023.

(****) Tábuas biométricas de mortalidade geral para o plara o Plano Único é AT-2000 MF 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 2024 e 2023, administrados pela VIVEST e Fundação Família Previdência (fundações). Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2025, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2024.

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		Plano 1		Plano 2		Plano Único		CPFL Transmissão CEEPREV BD
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024
Renda fixa	86%	85%	89%	89%	85%	76%	84%	80%	82%	67%	80%	65%	53%
Títulos públicos federais	34%	35%	31%	34%	69%	67%	65%	67%	49%	58%	53%	56%	1%
Títulos privados (Instituições financeiras)	0%	0%	0%	0%	1%	3%	1%	3%	1%	4%	1%	5%	5%
Títulos privados (Instituições não financeiras)	1%	1%	0%	1%	0%	2%	0%	3%	0%	3%	0%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	0%	0%	0%	0%	14%	4%	18%	7%	32%	3%	25%	1%	1%
Outros investimentos de renda fixa	51%	49%	57%	54%	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%
Renda variável	8%	8%	8%	6%	4%	12%	4%	15%	5%	19%	6%	21%	21%
Fundos de investimento em ações	8%	8%	8%	6%	4%	12%	4%	15%	5%	19%	6%	21%	21%
Investimentos estruturados	2%	3%	1%	2%	10%	9%	10%	0%	10%	7%	12%	9%	9%
Fundos de participação	0%	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fundos imobiliários	1%	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	1%	3%	1%	2%	10%	9%	10%	-	10%	7%	11%	9%	9%
Cotados em mercado ativo	96%	96%	98%	97%	98%	97%	98%	95%	97%	94%	97%	96%	96%
Imóveis	1%	1%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Operações com participantes	1%	1%	1%	1%	2%	2%	4%	3%	3%	3%	3%	4%	4%
Outros ativos	1%	3%	0%	0%	-1%	0%	-1%	0%	-1%	2%	-1%	-1%	-1%
Depósitos judiciais e outros	1%	3%	0%	0%	-1%	0%	-1%	0%	-1%	2%	-1%	-1%	-1%
Não cotados em mercado ativo	4%	5%	2%	3%	2%	3%	2%	5%	3%	6%	3%	4%	4%

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

	Meta para 2025					
	VIVEST		FAMÍLIA PREVIDÊNCIA		FAMÍLIA PREVIDÊNCIA	
	CPFL Paulista e CPFL Renováveis	CPFL Piratininga	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CEEPREV BD
Renda Fixa	88,5%	89,3%	97,5%	96,7%	96,6%	92,4%
Renda variável	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Imóveis	1,1%	0,4%	0,7%	0,8%	0,9%	0,8%
Empréstimos e financiamentos	1,3%	1%	1,8%	2,5%	2,5%	2,9%
Investimentos estruturados	8,8%	8,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,5%
Investimentos no exterior	0,4%	0,4%	0%	0%	0,0%	1,4%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%

A meta de alocação para 2025 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos feitas pelas fundações, efetuada ao final de 2024 em suas Políticas de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2025, 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 comprehende as participações alvo nas classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativos, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez de cada plano, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos dos planos, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

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

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

20.7 Análise de sensibilidade

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

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

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

	Aumento (redução)	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE		CPFL Transmissão***		Total
					Plano 1	Plano 2	CEEEPREV	BD	
Taxa de desconto nominal*	-0,25 p.p. +0,25 p.p.	92.488 (89.519)	25.090 (24.204)	2.207 (2.130)	7.832 (7.552)	10.376 (10.004)	20.095 (19.482)	39.396 (38.055)	197.484 (190.946)
Tábua de biométrica de mortalidade**	+1 ano -1 ano	(119.761) 117.698	(23.848) 23.178	(2.525) 2.479	(6.665) 6.433	(10.374) 10.067	(32.141) 31.666	(40.972) 39.758	(236.286) 231.279

* A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 11,82%. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 11,57% a.a. e 12,07% a.a.

** A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de AT-2000 (-10) para os planos da VIVEST, BREMS sb v.2015 suav. 10% MF (RGE Plano I) e AT 2000 MF (RGE Plano II), BREMS sb v.2015 (CEEEPREV) e AT-2000 MF (Plano Único), referente aos planos da Fundação Família Previdência. As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábua de mortalidade.

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

20.8 Risco de investimento

Os planos de benefícios do Grupo 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 do Grupo (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos. No primeiro trimestre, houve a aprovação pelo órgão fiscalizador, a Previc, da troca do indexador que reajusta os benefícios dos planos de IGP-DI para IPCA, o que possibilita melhores condições para o equilíbrio entre ativo (investimentos) e passivo (pagamento de benefícios).

Na Vivest os planos de benefícios do Grupo têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência do Grupo, bem como pela Diretoria Executiva e pelo Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias interna e externas. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação das políticas de investimentos, do plano de aplicação do patrimônio dos planos e da gestão previdenciária dos planos. Os resultados dos investimentos são acompanhados pela Diretoria de Investimentos e Patrimônio e apresentados periodicamente ao Comitê de Investimentos, ao Comitê Gestor e ao Conselho Deliberativo.

Na Família Previdência, os planos de benefícios do Grupo 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 2024: a) aquisição de títulos públicos na curva; e b) redução na exposição do Segmento de Renda Variável. Na VIVEST, o “apetite” aos riscos de investimentos está formalizado na Política de Gestão de Riscos Corporativos, aprovada pelo Conselho Deliberativo da Entidade, sendo que referido “apetite” aos riscos de investimentos é desdobrado para as áreas de investimentos na forma de “tolerâncias” a riscos de investimentos, que são limites de riscos aprovados pela Diretoria Executiva e controlados pela Gerência Executiva GRC, área que responde diretamente ao Diretor Presidente da Vivest.

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.

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

(21) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
Circulante		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	327.940	575.356
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	112.964	196.543
Imposto de renda e contribuição social a recolher	440.904	771.899
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	330.832	516.796
Programa de integração social - PIS	38.492	46.166
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	178.628	214.233
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	-	17.291
Outros	101.118	87.029
Transação tributária relacionada a contencioso judicial - dívida previdência privada	135.427	194.493
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	784.498	1.076.007
Total Circulante	1.225.402	1.847.906
Não circulante		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	224.364	249.414
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	20.778	25.562
Imposto de renda e contribuição social a recolher	245.142	274.976
IRPJ/CSLL parcelamento	4.181	4.397
Transação tributária relacionada a contencioso judicial - dívida previdência privada	992.608	925.899
Outros	989	3.952
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	997.778	934.248
Total Não circulante	1.242.920	1.209.224

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 imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (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 “Vives”). A Administração baseou a decisão de celebrar a transação e desistir da discussão judicial após considerar o atual estágio de discussão do processo, possível risco de desfecho em contrapartida com os benefícios financeiros atrelados à celebração da transação. Nos termos do referido acordo e, em contrapartida à extinção dos processos judiciais objeto do mesmo, o valor da dívida tributária determinado na Transação, na data base 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 é 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. Na ocasião, o acordo firmado estabeleceu que o saldo mencionado seria quitado em 60 (sessenta) parcelas mensais, no entanto, em 2024, foi celebrado um Termo de Aditamento, o qual alterou a condição original, ampliando o número de parcelas para 120 (cento e vinte) mantidos inalterados todos os demais termos e condições da transação. O saldo atualizado do parcelamento em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.128.035.

Com relação às garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), cujo montante em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.139.224 (R\$ 1.716.086 em 31 de dezembro de 2023), serão mantidas em valor suficiente para garantir a Transação, podendo haver alteração no valor com autorização prévia da Fazenda Nacional, na proporção do que for amortizado do débito no âmbito da transação.

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

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.

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			
	31/12/2024		31/12/2023	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	632.533	243.319	568.319	231.537
Cíveis	347.977	40.254	392.972	35.875
Fiscais	387.442	426.426	387.787	519.230
Outros	194.028	39.938	164.293	3.092
Total	1.561.980	749.936	1.513.371	789.734

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

	Consolidado				
	Saldo em 31/12/2023	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária
Trabalhistas	568.319	157.279	(90.553)	(63.391)	60.879
Cíveis	392.972	307.988	(117.953)	(287.731)	52.701
Fiscais	387.787	11.255	(5.930)	(21.809)	16.139
Outros	164.293	20.278	(19)	-	9.476
Total	1.513.371	496.800	(214.455)	(372.931)	139.195
					1.561.980

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.
- c. **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.

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

22.1 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 2024 e 2023 estavam assim representadas:

	Consolidado		Principais causas
	31/12/2024	31/12/2023	
Trabalhistas	684.129	694.744	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	2.699.688	2.655.320	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifária, revisão de contratos e cobranças por ocupação da faixa de domínio
Fiscais	3.356.569	3.558.093	Imposto de renda e contribuição social
Fiscais - outros	3.246.062	2.979.793	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatórios	195.648	173.440	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	10.182.096	10.061.390	

Além dos processos contemplados no quadro acima, o Grupo está inserido em discussões judiciais, classificadas com risco possível de perda, relacionadas a: (i) litígios judiciais entre a Fundação Família Previdência e a PREVIC e a controlada CPFL Transmissão, envolvendo as contribuições não paritárias do Plano CEEE Prev (nota 20.1) no montante de R\$ 544.353 e (ii) ação ordinária movida pela ABRAGEL (à qual as controladas da CPFL Renováveis são associadas), em face da União Federal, contra a revisão extraordinária de garantia física suspensa por força da portaria MME nº 267/2015 (nota 17) no valor de R\$ 344.900. Em caso de eventuais decisões desfavoráveis nestas ações, os impactos esperados para as controladas da Companhia se darão, nos cenários atuais, por meio de aportes não paritários ao Plano CEEE Prev e por meio de ajustes nos valores liquidados no âmbito da CCEE, respectivamente.

Cíveis

Em 2014 as controladas CPFL Bio Pedra, CPFL Bio Buriti e CPFL Renováveis receberam requerimento de arbitragem do Grupo Pedra com pedido de indenização decorrente de alegado descumprimento de obrigações constituição de consórcio firmado entre as partes.

Em março de 2023 foi proferida sentença arbitral final desfavorável às controladas, que as condenou a pagar a indenização requerida pelo Grupo Pedra. Em junho de 2023 as controladas ajuizaram ação anulatória da sentença arbitral final, para contestar o valor da indenização, fixado no montante de R\$ 456 milhões (atualizado até maio de 2023). Em novembro de 2023 foi proferida sentença que julgou procedente a ação para anular a sentença arbitral, em favor das controladas. O Grupo Pedra interpôs apelação.

Em setembro de 2024 as partes requereram a suspensão do processo em virtude das tratativas iniciadas pelas partes para encerrar o litígio, o que foi deferido pelo Poder Judiciário. As controladas e o Grupo Pedra celebraram acordo para pôr fim ao litígio, que prevê, dentre outras obrigações, o encerramento antecipado dos Consórcios Usina da Pedra.

Em novembro de 2024, a ANEEL autorizou a transferência das outorgas das usinas termelétricas Bio Pedra, Bio Buriti e Bio Ipê, detidas, respectivamente, pela CPFL Bio Pedra, CPFL Bio Buriti e CPFL Bio Ipê para o Grupo Pedra. Em dezembro de 2024 todas as condições precedentes do acordo foram cumpridas, extinguindo todas as relações contratuais existentes entre as partes. O litígio entre as partes foi extinto pelo Poder Judiciário em janeiro de 2025. O impacto econômico para o Grupo foi o registro de uma despesa líquida no valor de R\$ 199 milhões no exercício de 2024.

Fiscais:

(i) Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF): Em agosto de 2016 a controlada CPFL Renováveis recebeu auto de infração 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 do processo como possível. Em junho de 2023, houve decisão parcialmente favorável, culminando na redução de 53% do auto de infração, que representa o montante atualizado de R\$ 206.449

(ii) Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IRPJ e CSLL): Em 2016 a controlada CPFL Geração recebeu um auto de infração no montante total atualizado de R\$ 470.355 relativo à cobrança de IRPJ e CSLL relativo ao ano-calendário 2011, apurado sobre suposto ganho de capital identificado na aquisição da ERSA Energias Renováveis S.A. e de apropriação de diferenças da reavaliação

a valor justo da SMITA Empreendimentos e Participações S.A., empresa adquirida de forma reversa, o qual a Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, classificou o prognóstico de risco de perda do processo como possível. Em novembro de 2024, o CARF deu provimento ao Recurso Voluntário da Companhia, contudo, a decisão ainda não é definitiva e cabe recurso da Fazenda Nacional. A partir de setembro de 2020, em decorrência da integração da CPFL Renováveis, os processos migraram para a CPFL Renováveis.

(iii) Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IRPJ e CSLL): Em 2012, a RGE recebeu a Execução Fiscal ajuizada pela União Federal para cobrança de IRPJ e CSLL dos exercícios de 1999 a 2003, referente a amortização do ágio registrado na aquisição da RGE pela DOC3, no montante atualizado de R\$ 702.646. Em março de 2024, o TRF4 julgou as apelações da Companhia e da União adotando entendimento desfavorável à RGE. O processo ainda aguarda julgamento de Embargos de Declaração opostos pela RGE perante o TRF4, para correção de erro material. A Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos mantém o prognóstico de risco de perda do processo como possível. O próximo passo é a interposição de recursos aos tribunais superiores (STJ e STF).

22.2 Ações judiciais que impugnam as Notas Técnicas n.º 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL

Em 2004, a controlada CPFL Brasil ajuizou ações visando anular os efeitos da aplicação retroativa dos critérios estabelecidos nas Notas Técnicas nº 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL e dos demais atos, para que os preços dos contratos de comercialização de energia elétrica anteriormente firmados permanecessem regidos pelas Resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) que regem o chamado “valor normativo” por ocasião da celebração dos contratos.

As ações movidas pela CPFL Brasil buscam afastar a intervenção promovida pela ANEEL em Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica firmado pela CPFL Brasil, vindo a ANEEL a negar a aprovação ao Contrato de comercialização e a exigir a redução do preço contratado nos termos das Notas Técnicas nº 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL.

Em 02 de julho de 2024, um dos processos judiciais da CPFL Brasil com decisão favorável para a controlada transitou em julgado.

Com o trânsito em julgado, em agosto de 2024, teve início a execução de sentença promovida perante a primeira instância. Está em curso o prazo para apresentação, em Juízo, pela CPFL, das informações necessárias para o prosseguimento da execução. Esses dados poderão ser contestados pela ANEEL e, posteriormente, submetidos ao crivo do Poder Judiciário. Na data destas informações contábeis ainda não há valores definidos no processo, ainda não sendo praticável sua estimativa consolidada.

(23) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Taxas regulamentares	100.722	170.138	-	-
Obrigações estimadas com pessoal	221.712	198.994	-	-
Uso do bem público	23.253	24.124	175.914	171.351
Consumidores e concessionárias	713.351	478.793	80.994	76.025
Bônus Itaipu	181.864	-	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	226.708	305.168	12.077	10.950
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	130.763	226.067	78.953	63.806
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	45.149	68.703	-	-
Fundo de reversão	1.712	1.712	4.057	5.769
Adiantamentos	720.228	614.909	151.190	148.380
Descontos tarifários - CDE	7.362	18.388	-	-
Folha de pagamento	36.144	35.123	-	-
Participação nos lucros	145.226	142.505	55.327	56.779
Convênios de arrecadação	146.083	126.542	-	-
Aquisição de negócios	12.210	11.858	-	-
Outros	271.752	186.315	270.480	381.031
Total	2.984.242	2.609.339	828.992	914.090

(*) 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.

Bônus Itaipu: refere-se ao valor recebido da Companhia Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBPar) em decorrência do saldo anual superavitário da Conta Comercialização da Energia Elétrica da usina hidrelétrica de Itaipu (Conta de Itaipu) referente ao ano 2023, que será repassado aos consumidores das classes residencial e rural que tiveram ao menos um mês de consumo inferior a 350 kWh no mesmo ano que houve superávit na Conta de Itaipu, por meio de aplicação da Tarifa Bônus definida pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) da ANEEL. Em 2024, o “Bônus de Itaipu” foi homologado, recebido pelas controladas de distribuição e será repassado aos consumidores elegíveis nas faturas que serão emitidas a partir de janeiro de 2025.

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 do Grupo 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 2024 e 2023 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2024		31/12/2023	
	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	-	0,00%	23.600	0,00%
Membros da Diretoria Executiva	500	0,00%	500	0,00%
Demais acionistas	187.732.038	16,29%	187.708.438	16,29%
Total	1.152.254.440	100,00%	1.152.254.440	100,00%

24.1 Gestão do capital

A política do Grupo 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.

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

Ao longo de 2024, a estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida do Grupo alcançou 2,07 vezes o EBITDA em 2024 (1,87 vezes em 2023), no critério de medição dos *covenants* financeiros do Grupo, ligeiramente maior do que no ano anterior. A política do grupo é manter este índice igual ou 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\$ 78.311).

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 2024 é de R\$ 11.985.281, que compreende: (i) reserva legal de R\$ 1.877.614, (ii) reserva de lucros a realizar de R\$ 3.075.193 e (iii) reserva de reforço de capital de giro R\$ 7.033.014.

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\$ 235.452;
- (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 1.338.073 (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\$ 259).

24.5 Dividendo

Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 26 de abril de 2024 foi aprovada a declaração de dividendo adicional proposto de R\$ 2.735.872 referente ao exercício de 2023.

A Companhia está propondo para o exercício de 2024, o montante de R\$ 1.364.413 de dividendo mínimo obrigatório e R\$ 1.855.190 de dividendo adicional proposto.

Em 2024, a Companhia efetuou pagamento R\$ 3.163.683 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:

	2024
Lucro líquido do exercício - controladora	5.457.652
Realização de reserva de lucros a realizar	3.234
Realização do resultado abrangente	12.050
Dividendo prescrito	16.928
Lucro líquido base para destinação	5.489.864
Reserva de lucros a realizar	(874.241)
Reserva de capital de giro	(1.396.020)
Dividendos mínimos obrigatórios	(1.364.413)
Dividendo adicional proposto	(1.855.190)

Considerando o elevado plano de investimentos do Grupo para os próximos anos, em especial para as distribuidoras, a Administração do Grupo está propondo a destinação de R\$ 1.396.020 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\$ 874.241 referente principalmente à atualização monetária do ativo financeiro da concessão das distribuidoras. O montante remanescente de R\$ 1.855.190 foi proposto como dividendo adicional, que adicionado ao dividendo mínimo obrigatório totalizou R\$ 3.219.603.

(25) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2024 e 2023 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:

	2024	2023
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	5.457.652	5.527.101
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	1.152.254.440	1.152.254.440
Lucro por ação	4,74	4,80

(26) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado					
	Nº de consumidores		GWh		R\$ mil	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	9.666.619	9.487.461	23.304	21.980	20.468.525	18.193.735
Industrial	52.665	54.550	5.836	6.849	3.028.932	3.652.842
Comercial	551.850	543.944	8.240	8.599	6.526.859	6.429.795
Rural	316.434	323.402	2.628	2.601	1.884.687	1.735.262
Poderes públicos	70.579	67.973	1.519	1.409	1.279.212	1.129.648
Illuminação pública	11.397	10.905	1.878	1.944	970.341	946.804
Serviço público	11.923	11.594	1.785	1.869	1.287.727	1.273.541
Fornecimento faturado	10.681.467	10.499.829	45.191	45.250	35.446.282	33.361.626
Consumo próprio	-	-	37	36	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(549.732)	325.733
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(18.219.331)	(17.413.175)
Fornecimento de energia elétrica	10.681.467	10.499.829	45.229	45.287	16.677.219	16.274.184
Concessionárias, permissionárias e autorizadas			26.784	17.908	5.869.448	5.233.055
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(181.233)	(198.767)
Energia elétrica de curto prazo			5.959	7.436	749.845	541.100
Suprimento de energia elétrica	32.742	25.344	6.438.060	5.575.388		
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					18.400.564	17.611.942
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					7.048.418	6.279.340
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(123.300)	(117.650)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					5.595.365	4.670.893
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					1.551.014	1.524.723
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					1.007.941	1.005.362
Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários					2.394.318	2.029.907
Outras receitas e rendas					2.095.285	1.868.089
Outras receitas operacionais	37.969.605	34.872.606				
Total da receita operacional bruta	61.084.883	56.722.177				
Deduções da receita operacional						
ICMS					(7.150.339)	(5.992.312)
PIS					(758.950)	(722.980)
COFINS					(3.496.690)	(3.339.845)
ISS					(40.055)	(32.436)
Reserva global de reversão - RGR					(618)	(265)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(5.942.641)	(5.838.850)
Programa de P & D e eficiência energética					(311.145)	(300.808)
PROINFA					(340.949)	(353.258)
Bandeiras tarifárias e outros					(41.112)	(4.778)
Compensação financeira pela utilização de recursos Hídricos - CFURH					(44.929)	(41.282)
Outros					(329.244)	(352.173)
Receita operacional líquida	(18.456.673)	(16.978.987)				
	42.628.210	39.743.190				

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\$ 944.218 (R\$ 1.333.424 em 2023).

Receita de construção da infraestrutura de concessão: Refere-se a receita de construção das concessões dos segmentos de Distribuição de R\$ 4.557.181 (R\$ 3.791.031 em 2023) e de Transmissão de R\$ 1.038.184 (R\$ 879.862 em 2023).

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	2024		2023	
		RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)	RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)
CPFL Paulista	Abril	3,91%	1,46%	3,36%	4,89%
CPFL Piratininga	Outubro	1,33%	3,03%	-0,73%	-4,37%
RGE	Junho 2023 Agosto 2024	0,00%	0,00%	1,67%	1,10%
CPFL Santa Cruz	Março	7,02%	5,63%	5,65%	9,02%

- (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.

Em 18 de junho de 2024, a ANEEL prorrogou, a pedido da RGE, a vigência das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD da controlada, definidas na Revisão Tarifária de junho de 2023, pelo período de 19 de junho a 18 de agosto de 2024, conforme Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.335. Essa prorrogação foi necessária para que a RGE busque alternativa para mitigar o impacto tarifário aos consumidores neste ano.

Em 23 de julho de 2024, a ANEEL aprovou, a pedido da RGE e da ABRADEE, cálculo excepcional de recomposição dos efeitos de eventuais prorrogações e diferimentos tarifários aplicáveis às distribuidoras atingidas pelos eventos climáticos extremos no Estado do Rio Grande do Sul, discutido no âmbito da Consulta Pública nº 15/2024 e consubstanciado no Despacho nº 2.133/2024, possibilitando à RGE buscar alternativa factível para a mitigação do impacto tarifário a seus consumidores.

Em 13 de agosto de 2024, a ANEEL publicou a REH nº 3.372, relativo ao RTA, com efeito médio total a ser percebido pelos consumidores de 0,0%.

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 2024 foi registrada receita de R\$ 2.394.318 (R\$ 2.029.907 em 2023), 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 3.305, de 14 de novembro de 2023, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO.

A REH nº 3.426, de 10 de dezembro de 2024, estabeleceu as quotas definitivas da CDE-USO de 2024 e as quotas da CDE-GD, criada pela Lei nº 14.300 de 2022, cujos valores foram pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2024.

A CDE Conta-Covid foi criada pela REN nº 885, de 23 de junho de 2020 com as quotas homologadas pelo Despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, com retificação por meio do Despacho nº 939 de 05 de abril de 2021. O Despacho nº 689 de 06 de março de 2024 homologou os valores revisados das quotas mensais da CDE Conta-Covid.

A CDE Escassez Hídrica, criada pela REN nº 1.008 de 15 de março de 2022, cujas quotas foram homologadas por meio do Despacho nº 510 de 24 de janeiro de 2023, sendo os valores pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2023.

A Medida Provisória nº 1.212/2024 e a Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 regulamentaram a quitação antecipada da CDE Conta-Covid e CDE Escassez Hídrica utilizando os recursos da CDE Eletrobrás. Os pagamentos dessas contas foram encerrados em setembro de 2024.

(27) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado			
	GWh		R\$ mil	
	2024	2023	2024	2023
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	9.852	9.885	2.260.094	2.133.963
PROINFA	906	937	366.612	420.363
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	60.105	57.117	13.114.532	11.252.096
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(1.373.557)	(1.223.021)
Subtotal	70.863	67.938	14.367.680	12.583.399
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			4.079.259	3.888.958
Encargos de transporte de Itaipu			362.487	363.184
Encargos de conexão			116.628	108.045
Encargos de uso do sistema de distribuição			41.550	85.080
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			172.972	164.719
Encargos de energia de reserva - EER			926.156	1.026.085
Crédito de PIS e COFINS			(547.265)	(550.652)
Subtotal			5.151.788	5.085.419
Total			19.519.468	17.668.819
(*) Considerando o resultado líquido da operação de geração de energia elétrica.				

(28) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Consolidado											
	Custo com serviço prestado a terceiros				Outras despesas operacionais							
	Outros custo com operação		2024	2023	Vendas	2024	2023	Gerais e administrativas	2024	2023	Outros	2024
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Pessoal	1.516.009	1.452.219	-	-	246.096	211.789	498.586	495.503	-	-	2.260.691	2.159.511
Entidade de previdência privada	127.863	163.307	-	-	-	-	-	-	-	-	127.863	163.307
Material	463.711	342.821	2.530	2.185	29.042	30.655	21.140	20.111	-	-	516.423	395.772
Serviços de terceiros	316.342	233.843	3.572	3.158	204.990	207.681	543.150	546.299	-	-	1.068.054	990.981
Custos com construção da infraestrutura	-	-	5.161.967	4.370.793	-	-	-	-	-	-	5.161.967	4.370.793
Provisão para perda ao valor recuperável (nota 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	(56.022)	334.193	(56.022)	334.193
Ajuste a valor justo em investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	(102.638)	49.607	(102.638)	49.607
Outros	130.369	142.951	64	35	73.644	76.898	383.139	431.448	331.489	170.888	918.705	822.221
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	73.386	76.758	-	-	-	-	73.386	76.758
Arendamentos e aluguéis	89.574	89.001	-	-	(537)	(1.086)	(22.304)	(13.835)	-	-	66.733	74.088
Publicidade e propaganda	20	-	-	-	141	-	33.277	32.112	-	-	33.438	32.112
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	50	731	369.734	402.666	-	-	369.784	403.397
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	341.593	163.736	341.593	163.736
Outros	40.773	53.951	64	35	604	495	134	10.505	(10.104)	7.152	31.473	72.138
Total	2.554.294	2.335.142	5.168.133	4.376.171	553.772	527.024	1.446.015	1.493.361	172.829	554.686	9.895.043	9.286.385

(29) RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado	
	2024	2023
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	482.395	672.161
Acréscimos e multas moratórias	353.567	321.666
Atualização de créditos fiscais	582.157	616.885
Atualização de depósitos judiciais	43.166	50.933
Atualizações monetárias e cambiais	61.842	104.416
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	36.803	51.372
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	62.258	138.235
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(36.980)	(45.341)
Outros	16.659	25.006
Total	1.601.868	1.935.333
Despesas		
Encargos de dívidas	(2.148.498)	(1.848.282)
Atualizações monetárias e cambiais	(1.331.539)	(1.532.358)
(-) Juros capitalizados	91.457	38.858
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(144.722)	(71.825)
Atualização de mútuo com a controladora (nota 31)	(311.573)	(396.460)
Atualização da exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS (nota 8)	(329.409)	(494.801)
Outros	(168.919)	(187.305)
Total	(4.343.203)	(4.492.173)
Resultado financeiro	(2.741.335)	(2.556.840)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,61% a.a. durante o exercício de 2024 (7,28% a.a. em 2023) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1) e IAS 23.

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 1.861.723 em 2024 (perdas de R\$ 1.250.634 em 2023) (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
2024									
Receita operacional líquida	34.211.839	3.307.367	1.762.461	3.051.524	294.289	42.627.480	730	-	42.628.210
(-) Vendas entre segmentos	12.582	1.712.482	435.592	26.291	959.284	3.146.232	-	(3.146.232)	-
Custo com energia elétrica	(18.032.696)	(656.299)	-	(3.019.169)	-	(21.708.164)	-	2.188.696	(19.519.468)
Custos e despesas operacionais	(8.432.017)	(669.431)	(1.072.175)	(71.612)	(974.358)	(11.219.592)	(49.795)	957.535	(10.311.852)
Depreciação e amortização	(1.253.421)	(879.104)	(38.894)	(6.529)	(59.034)	(2.236.983)	(66.141)	-	(2.303.124)
Resultado do serviço	6.506.288	2.815.015	1.086.984	(19.495)	220.181	10.608.972	(115.205)	-	10.493.767
Resultado de participações societárias	-	331.056	5.406	-	-	336.462	-	-	336.462
Receita financeira	1.265.031	215.386	76.023	46.748	19.365	1.622.553	(15.128)	(5.558)	1.601.868
Despesa financeira	(3.363.970)	(530.512)	(371.702)	(69.479)	(10.359)	(4.346.021)	(2.739)	5.558	(4.343.203)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	4.407.348	2.830.945	796.712	(42.226)	229.187	8.221.966	(133.072)	-	8.088.893
Imposto de renda e contribuição social	(1.410.785)	(599.676)	(188.795)	(10.192)	(55.461)	(2.264.910)	(62.430)	-	(2.327.339)
Lucro (prejuízo) líquido	2.996.563	2.231.268	607.916	(52.418)	173.726	5.957.056	(195.502)	-	5.761.554
Aquisições do ativo contratual, imobilizado e outros intangíveis	4.543.589	410.761	757.586	3.298	78.688	5.793.922	873	-	5.794.795
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

(*) 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 pelo Grupo como sendo semelhante às de mercado à época da negociação, em consonância com as políticas internas pré-estabelecidas pela Administração do Grupo. 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 debêntures 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 2024, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) foi de R\$ 80.597 (R\$ 90.507 em 2023). Este valor é composto por R\$ 65.017 (R\$ 70.261 em 2023) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 1.675 (R\$ 1.572 em 2023) de benefícios pós-emprego e R\$ 13.905 (R\$ 18.673 em 2023) 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 2024 no montante de R\$ 153.103 refere-se substancialmente ao mútuo efetuado com controladas da CPFL Renováveis (R\$ 115.810) e a controlada CPFL Serviços (R\$ 37.293), com vencimento até março e dezembro de 2025 respectivamente e remunerado a 105,75% do CDI (R\$ 37.942 em 31 de dezembro de 2023).

O saldo de mútuo passivo no consolidado, no montante de R\$ 2.485.694 (R\$ 3.140.112 em 31 de dezembro de 2023), refere-se aos mútuos entre as controladas CPFL Renováveis de R\$ 2.104.917 (R\$ 2.639.042 em 31 de dezembro de 2023) e CPFL Brasil de R\$ 380.777 (R\$ 501.070 em 31 de dezembro de 2023), e a controladora State Grid Brazil Power, com vencimento até junho de 2028 e remunerado a CDI + 1,1% a.a.

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 debêntures é de CDI + 1,20% com vencimento em dezembro de 2026.

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	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	2024	2023	2024	2023
Outras Operações Financeiras								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	1.507.938	1.565.111	-	-	177.955	207.140
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle comum	-	-	-	25	1.314	308	410.890	411.947
Empreendimentos controlados em conjunto e outros (CPFL Energia consolidado)	-	-	104.378	94.211	474	601	965.058	957.628
Intangível, imobilizado, ativo contratual, materiais e prestação de Serviço								
Entidades sob o controle comum	15.355	12.567	702	11.639	-	12.618	96.285	9.153
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia consolidado)	250	98	-	-	6.614	5.518	-	46
Contrato de Mútuo								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	2.485.694	3.140.112	-	-	311.573	396.460
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio								
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia consolidado)	19.022	7.502	-	-	-	-	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	5.115	3.913

(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>31/12/2024</u>
Ativo fixo	Riscos operacionais, lucros cessantes, riscos nomeados, riscos de engenharia e multirisco	3.317.404
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	299.416
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	2.179.224
Garantia	Seguro garantia	6.257.001
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		13.662.276

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 as áreas de negócio, a Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO (Data Protection Officer), a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria o Conselho de Administração da CPFL Energia. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gerenciamento 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;
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos;
- Tomar conhecimento sobre as alterações no Mapa Corporativo de Riscos;
- Deliberar sobre as mudanças de limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia;
- Deliberar sobre a inclusão ou exclusão de Risco(s) no Mapa Corporativo de Riscos;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extração do limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia.

Cabe ao Comitê de Auditoria:

- Avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- Assessorar o Conselho de Administração da CPFL Energia no monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, nos controles internos e no gerenciamento de riscos.

Ao Conselho Fiscal compete, entre outros:

- Certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração, divulgação e acuracidade 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 mudança de metodologias de limite de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia;
- Avaliar a eficácia da Política de Gerenciamento de Riscos e dos sistemas de gerenciamento de riscos e prestar contas ao Conselho de Administração da CPFL Energia sobre essa avaliação;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extração dos limites de riscos.

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;
- Desenvolver e definir, em conjunto com os gestores dos negócios, indicadores para monitoramento dos riscos, critérios de classificação da exposição e propostas de limite. Além de, sob demanda, avaliar necessidade de revisões;
- Monitorar as exposições aos riscos de acordo com suas respectivas periodicidades de atualização e acompanhar a implantação dos planos de ação pelos gestores dos negócios;
- Reportar semestralmente em Reunião de Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e reunião do Conselho de Administração da CPFL Energia as exposições do Mapa Corporativo de Riscos;
- Em caso de extração do limite de risco:
 - a) Validar o preenchimento do Formulário de Extração de Limites de Risco, realizado pelo(a) responsável pelo risco, e avaliar suficiência das informações;
 - b) Acompanhar a apresentação do modelo de risco e a justificativa para a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração da CPFL Energia;
 - c) Acompanhar o status dos planos de ação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados até a sua conclusão.

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

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

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade do Grupo vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. 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 do Grupo vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 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 de as 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 a mercado e suscetíveis a volatilidade associada à flutuação do preço de energia.

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

Em 2024, observou-se uma hidrologia desfavorável, especialmente na região sudeste/centro-oeste, com ocorrência de eventos extremos pontuais (cheias no Rio Grande do Sul e grandes períodos secos na região Norte do país). Contudo, devido à diversificação da matriz energética brasileira e grande participação de fontes renováveis, os principais reservatórios iniciaram 2025 em níveis confortáveis para geração de energia elétrica.

Risco de aceleração de dívidas: O Grupo possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pelas controladas de distribuição dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

O Grupo mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

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

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, o Grupo possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de software Bloomberg para auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais o Grupo estão expostos. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pelo Grupo suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que o Grupo tem a prática de contratação de instrumentos derivativos,

sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

(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	
				31/12/2024	Contábil
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	1.973.401	1.973.401
Titulos e valores mobiliarios	6	(a)	Nível 1	1.573.654	1.573.654
Derivativos	34	(a)	Nível 2	1.109.164	1.109.164
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	25.209.768	25.209.768
Ativo financeiro setorial	9	(a)	Nível 2	730.965	730.965
Total				30.596.952	30.596.952
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	(b)	Nível 2 (***)	5.823.368	5.826.156
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	18	(a)	Nível 2	6.454.625	6.454.625
Debêntures - principal e encargos	19	(b)	Nível 2 (***)	10.651.238	10.673.024
Debêntures - principal e encargos (**)	19	(a)	Nível 2	5.859.107	5.859.107
Derivativos	34	(a)	Nível 2	280.555	280.555
Passivo financeiro setorial	9	(a)	Nível 2	1.726.197	1.726.197
Total				30.795.090	30.819.665

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, o consolidado apresentou um ganho de R\$ 524.101 em 2024 (perda de R\$ 350.573 em 2023).

(***) 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 pelo Grupo 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 e (vii) 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 e (x) mútuo entre coligadas, controladas e controladora.

Adicionalmente, não houve em 2024 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 da controladas de distribuição terem classificado o ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis, assim a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.

O Grupo 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, o Grupo registra o respectivo investimento ao seu valor justo em conformidade com o CPC 48/IFRS 9.

b) Instrumentos derivativos

O Grupo possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge econômico*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2024 e 2023 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 2024 e 31 de dezembro de 2023, o Grupo 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 2024 o Grupo detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)					Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocial
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo										
Hedge variação cambial										
Empréstimos bancários - Lei 4.131	735.234	-	735.234	827.112	(91.878)	US\$ + (Sofr 3 meses + 0,87% a 0,99%) ou (1,74% a 5,91%)	106,4% do CDI ou CDI + 0,55% a 1,50%	fev/24 a set/26	3.224.331	
Empréstimos bancários - Lei 4.131	162.682	-	162.682	169.124	(6.442)	Euro + 0,6933% a 4,22%	CDI + 0,83 a 1,10%	fev/24 a mar/25	501.324	
Empréstimos bancários - Lei 4.131	26.967	(100.737)	(73.770)	(36.355)	(37.415)	Iene + (0,925% a 1,20%)	CDI + 0,55% a 1,40%	fev/24 a jul/26	1.461.000	
	924.884	(100.737)	824.147	959.881	(135.734)					
Hedge variação índice de preços										
Debêntures	181.716	(167.294)	14.423	444.266	(429.844)	IPCA + 4,3% a 6,3018%	104,3% a 111,07% do CDI	ago/24 a abr/39	5.766.421	
BNDES - Pré Fixado	1.059	(12.524)	(11.466)	1.059	(12.524)	BRL de 2,35% até 7,42%	CDI - 5,21% a -11,545%	fev/25 a ago/29	363.153	
	182.775	(179.818)	2.957	445.325	(442.368)					
Subtotal proteção de dívidas	1.107.659	(280.555)	827.104	1.405.206	(578.102)					
Outros derivativos ⁽²⁾						Moeda	faixa de vencimento	Nocial USD	Nocial BRL	
NDF	1.505	-	1.505	1.579	(74)	USD	mar/25	2.376	13.206	
Total	1.109.164	(280.555)	828.609	1.406.785	(578.176)					
Circulante	915.621	(8.178)								
Não circulante	193.542	(272.377)								

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

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

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

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

Derivativos	Consolidado			
	Saldo em 31/12/2023	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2024
Para dívidas designadas a valor justo	82.990	1.861.723	(537.928)	1.406.785
Marcação a mercado	39.420	(617.596)	-	(578.176)
Total	122.410	1.244.127	(537.928)	828.609
Ativo circulante	88.315			915.621
Ativo não circulante	590.935			193.542
Passivo circulante	(61.015)			(8.178)
Passivo não circulante	(495.825)			(272.377)

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 2024 e 2023, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado consolidado, registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente consolidado na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado abrangente			
	2024	2023	2024	2023
Variação de taxas de juros	8.449	(87.565)	-	-
Marcação a mercado	(661.880)	397.004	1.186	2.263
Variação cambial	777.423	(1.122.531)	-	-
Marcação a mercado	42.152	116.801	-	3.213
Total	166.143	(696.291)	1.186	5.476

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 no resultado no exercício de 2024 foi de R\$ 1.007.941 (R\$ 1.005.362 em 2023), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados nas notas 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 consequente impacto negativo no resultado do Grupo. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma o Grupo quantificou os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, iene, CDI/SELIC, 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 2024 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Consolidado		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(4.022.916)		(373.362)	725.707	1.824.777
Derivativos - swap plain vanilla	4.042.448		375.175	(729.231)	(1.833.637)
	19.532	baixa dólar	1.813	(3.524)	(8.860)
Instrumentos financeiros passivos	(672.694)		(75.336)	111.672	298.679
Derivativos - swap plain vanilla	673.321		75.406	(111.776)	(298.958)
	627	baixa euro	70	(104)	(279)
Instrumentos financeiros passivos	(1.460.942)		(199.860)	215.341	630.541
Derivativos - swap plain vanilla	1.474.599		201.728	(217.354)	(636.435)
	13.657	baixa iene	1.868	(2.013)	(5.894)
Total	33.816	Efeitos no resultado	3.751	(5.641)	(15.033)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2024 foi de R\$ 6,19 para o dólar, R\$ 6,43 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\$ 6,77, R\$ 7,15 e R\$ 0,04 e a depreciação cambial de 9,28%, 11,20% e 13,68%, do dólar, euro e iene respectivamente em 31.12.2024.

(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 2024 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Consolidado		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	3.414.909				526.237	657.797	789.356
Instrumentos financeiros passivos	(12.976.005)				(1.999.602)	(2.499.503)	(2.999.404)
Derivativos - swap plain vanilla	(11.843.922)				(1.825.148)	(2.281.435)	(2.737.723)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(995.231)				(153.365)	(191.706)	(230.048)
	(22.400.249)	alta CDI/SELIC	12,15%	15,41%	(3.451.878)	(4.314.847)	(5.177.819)
Instrumentos financeiros passivos	(199.167)				(14.659)	(18.323)	(21.988)
	(199.167)	alta IGP-M	6,54%	7,36%	(14.659)	(18.323)	(21.988)
Instrumentos financeiros passivos	(288.399)				(22.985)	(28.732)	(34.478)
	(288.399)	alta TJLP	7,43%	7,97%	(22.985)	(28.732)	(34.478)
Instrumentos financeiros passivos	(11.305.193)				(953.028)	(714.771)	(476.514)
Derivativos - swap plain vanilla	6.482.163				546.446	409.835	273.223
Instrumentos financeiros ativos	25.261.095				2.129.510	1.597.133	1.064.755
	20.438.065	baixa IPCA	4,83%	8,43%	1.722.928	1.292.197	861.464
Total	(2.449.751)				(1.766.594)	(3.069.705)	(4.372.821)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					21	6	(10)
Efeitos no resultado do período					(1.766.615)	(3.069.711)	(4.372.811)

f) Risco de crédito

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

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 7.

Contas a receber e ativos de contrato - Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

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

O Grupo utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, consistindo em maioria por um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão do Grupo sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita Ajustada”, refletindo a percepção do Grupo sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o intervalo atualmente utilizado na provisão orientada pelos parâmetros regulatórios como segue:

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

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

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel. A metodologia utilizada pela Administração contempla um percentual que está aderente com a regra do IFRS descrita como *expected credit losses*, contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla Probabilidade de Inadimplência (“*Probability of Default - PD*”), Exposição na Inadimplência (“*Exposure at Default - EAD*”) e Perda Dada a Inadimplência (“*Loss Given Default - LGD*”).

Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pelo Grupo para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuíssem correlação direta ao nível de inadimplência.

Caixa, equivalentes de caixa, Títulos e Valores Mobiliários

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

O Grupo considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos *ratings* de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2024 e 2023 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 2024 e 2023 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

g) Análise de liquidez

O Grupo 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 2024, 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.

31/12/2024	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	3.675.837	206.769	8.221	20.210	-	234.154	4.145.190
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	249.627	2.874.319	3.390.098	5.695.881	2.292.526	628.996	15.131.447
Derivativos	34	-	-	8.178	169.974	342	102.061	280.555
Debêntures - principal e encargos	19	5.558	338.284	2.658.638	8.409.117	5.949.239	8.190.542	25.551.378
Outros	23	352.728	789.389	70.017	13.653	28.714	218.598	1.473.097
Consumidores e concessionárias		251.579	639.609	4.027	-	-	80.994	976.209
EPE / FNDCT / PROCEL		1.511	585	43.053	-	-	-	45.148
Convênio de arrecadação		-	146.083	-	-	-	-	146.083
Taxas regulamentares		99.095	1.627	-	-	-	-	100.722
Uso do bem público		400	1.199	21.654	9.596	28.714	137.604	199.167
Fundo de reversão		143	286	1.283	4.057	-	-	5.768
Total		4.283.750	4.208.761	6.135.152	14.308.835	8.270.821	9.374.351	46.581.667

(35) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
Juros capitalizados	91.457	38.858
(Provisão) / Reversão para custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	15.644	(15.186)

(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 2024, são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2024	Duração	Consolidado				
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 21 anos	11.674.141	21.512.260	3.972.724	7.846.907	45.006.032
Compra de energia de Itaipu	até 21 anos	2.123.506	3.002.442	223.911	691.458	6.041.317
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 36 anos	5.724.075	11.302.722	1.795.725	12.305.912	31.128.434
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico	até 23 anos	13.577	27.234	22.283	144.382	207.476
Obras e construções (segmentos de distribuição, transmissão e geração)	até 15 anos	3.048.314	3.198.218	615.661	169.036	7.031.229
Total		22.583.613	39.042.876	6.630.304	21.157.695	89.414.488

Obrigações contratuais em 31/12/2024	Duração	Controladas em conjunto				
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Projetos de construção de usina	até 3 anos	9.170	2.239	-	-	11.409
Encargos de Transmissão e Distribuição	até 12 anos	91.049	133.459	143.109	1.018.597	1.386.215
Repaculação do Risco Hidrológico	até 12 anos	69.597	136.453	69.637	237.610	513.297
Fornecedores de materiais e serviços	até 5 anos	8.049	8.756	9.292	-	26.097
		177.865	280.907	222.038	1.256.207	1.937.018

(37) EVENTOS SUBSEQUENTES

37.1 Empréstimos e financiamentos

Em 05 de fevereiro de 2025 foi realizado captação de empréstimo como segue:

Modalidade Empresa	Valor liberado	Pagamento de juros	Amortização de principal	Encargo financeiro e taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativo	Destinação do recurso	Condições restritivas
Moeda estrangeira - Lei 4131							
CPFL Paulista	295.000	Semestrais	Parcela única em dezembro de 2027	JPY + 1,44%	CDI + 0,64%	Capital de giro	(a)

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

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Daobiao Chen

Presidente

Kedi Wang

Zhao Yumeng

Gustavo Estrella

Antonio Kandir

Claudia Elisa Pinho Soares

Liu Yanli

Conselheiros

DIRETORIA

GUSTAVO ESTRELLA

Diretor Presidente

KEDI WANG

Diretora Vice-Presidente Financeiro
e de Relações com Investidores

GUSTAVO PINTO GACHINEIRO

Diretor Vice-Presidente Jurídico e
de Relações Institucionais

FUTAO HUANG

Diretor Vice-Presidente de Estratégia,
Inovação e Excelência de Negócio e
Diretor Vice-Presidente Executivo (interino)

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 e Planejamento

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SERGIO LUIS FELICE

Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192767/O-6

CPFL Energia S.A.

*Demonstrações financeiras
individuais e consolidadas em
31 de dezembro de 2024
e relatório do auditor independente*



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 2024 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 2024 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.

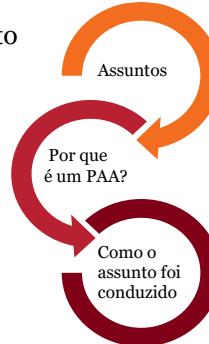
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e da Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2024, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, 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.



Porque é um PAA

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.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

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

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

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 2024, a Companhia e suas controladas possuem registrado em suas demonstrações financeiras consolidadas o montante de R\$ 9.752.282 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 2024, 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 com base em fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de volume de geração, preços futuros e taxa de desconto calculada. Foi revertido as perdas por impairment no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 na ordem de R\$ 56.022 mil.

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

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 estimados 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.

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 summarizados, 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

**Porque é um PAA**

financeiras.

**Como o assunto foi conduzido em
nossa auditoria**

informações e dados obtidos.

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

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia 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 2024 somava R\$ 1.455.332 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.

**Porque é um PAA****Como o assunto foi conduzido em
nossa auditoria****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 2024, 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\$ 25.209.768 mil, R\$ 3.830.876 mil e R\$ 4.561.075 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



CPFL Energia S.A.

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

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 2024, 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.



CPFL Energia S.A.

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.



CPFL Energia S.A.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas, 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.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria realizado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, 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, 26 de fevereiro de 2025

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, com dotação orçamentária própria, para conduzir ou determinar a realização de consultas, avaliações e investigações dentro do escopo de suas atividades.

Sem a prerrogativa deliberativa, o CoA assessorá o CA com informações, opiniões e propostas para assegurar que os negócios e operações da Companhia sejam pautados por controles contábeis e financeiros íntegros e fidedignos, para garantir a qualidade das demonstrações financeiras, controles internos, gestão de riscos, *compliance*, auditoria interna e auditoria independente.

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

COMPOSIÇÃO DO COMITÊ

Observado o artigo 4º do seu Regimento Interno, o CoA é formado por 3 membros independentes indicados e eleitos pelo CA. Em linha com as melhores práticas de governança, dentre os membros eleitos, o CoA conta com a participação de uma

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, with own budget allocation to conduct or determine consultations, evaluations and investigations within the scope of its activities.

Without deliberative prerogatives, the CoA advise 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 Investor Relations website at the link <https://cpfl.riweb.com.br/>.

COMPOSITION OF THE COMMITTEE

According to article 4 of its Internal Regulations, the CoA is composed by 3 independents members appointed and elected by the BoD. According to the best governance practices, among the elected members, the CoA has the participation

mujer e um coordinador, ambos também membros independientes do CA. Todos os membros possuem reconhecida experiência em questões contábeis societárias, nos termos do regulamento aplicável da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e conforme currículo disponibilizado no site de Relacionamento com Investidores e Formulário de Referência.

of a woman and a coordinator, both also independent members of the BoD. All members have recognized experience in matters of corporate accounting, pursuant to the applicable regulations of the Brazilian Securities Commission ("CVM") and according to the curriculum available on the Investors Relations website and Reference Form.

Nome Name	Função Function	Independente Independent	Membro desde Member since
Sr. Antônio Kandir (membro Independente do CA) <i>(BoD Independent member)</i>	Coordenador <i>Coordinator</i>	Sim Yes	Outubro de 2021 <i>October 2021</i>
Sra. Claudia Elisa de Pinho Soares (membro Independente do CA) <i>(BoD Independent member)</i>	Membro <i>Member</i>	Sim Yes	Maio de 2024 <i>May 2024</i>
Sr. Ricardo Florence dos Santos	Membro <i>Member</i>	Sim Yes	Outubro de 2021 <i>October 2021</i>

*Conforme artigo 5 do Regimento Interno do CoA, o prazo do mandato dos membros é de 2 anos.

*According to Art. 5 of CoA's Internal Regulation, the term of office is 2 years.

COMPETÊNCIAS DO COMITÊ

Conforme estabelecido no Regimento Interno do CoA, compete ao órgão o assessoramento ao CA, com temas relativos a(o):

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

ii) Avaliação das informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras;

COMMITTEE COMPETENCIES

As established in the Internal Regulations of the CoA, the body is responsible for advising the BoD, with topics related to:

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

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

<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; incluindo a Política de Transações com Partes Relacionadas;</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>Para o exercício de tais atribuições, o CoA mantém constante contato com as auditorias interna e externa (independente da Companhia), servindo também como interface entre estas e o CA.</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; including its Policy on Related Party Transactions,</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> <p>To exercise these attributions, CoA maintains constant contact with the Company's internal and independent auditors (independent from the Company), also serving as an interface between them and the BoD.</p>
--	---

ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA

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

Nos gráficos a seguir é possível identificar a quantidade de reuniões ordinárias e extraordinárias realizadas durante o ano

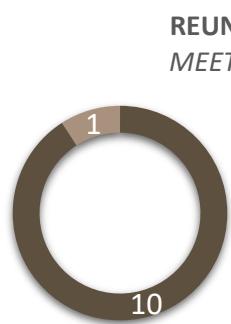
AUDIT COMMITTEE ACTIVITIES

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

In the graphics below, it is possible to identify the number of ordinary and extraordinary meetings held during the

de 2024, e a quantidade de temas avaliados.

year 2024, and the number of topics presented.



Total de reuniões realizadas no ano: 11
Total meetings held in the year: 11



Total de temas apresentados no ano: 52
Total of matters presented in the year: 52

Durante o ano de 2024, contamos com 100% de presença dos membros em todas as reuniões.

During 2024, we had 100% attendance of members at all meetings.

PRINCIPAIS TEMAS DISCUTIDOS PELO COMITÊ DE AUDITORIA EM 2024

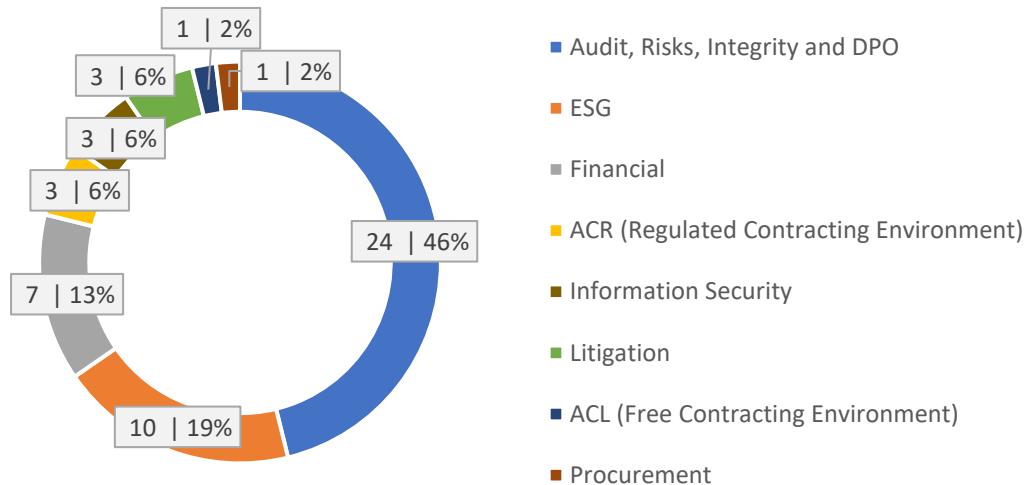
O CoA se reuniu com diretores da Companhia, auditores internos e auditores independentes para aprofundar e monitorar especialmente processos, controles internos, riscos e eventuais planos de melhoria, bem como para emitir suas recomendações, opiniões e propostas ao CA.

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

MAIN TOPICS DISCUSSED BY THE AUDIT COMMITTEE IN 2024

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, opinions and proposals to the Board.

In the following graphics, 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, Integridade 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, Integridade e DPO da Companhia.

AUDITORIA INDEPENDENTE

Desde 2022 a PricewaterhouseCoopers ("PwC") são os Auditores Independentes da Companhia.

O CoA acompanhou ativamente o exercício dos auditores na avaliação das demonstrações financeiras e relatórios corporativos integrados da Companhia e

INTERNAL AUDIT, RISKS, COMPLIANCE AND DPO

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

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

INDEPENDENT AUDIT

Since 2022 PricewaterhouseCoopers ("PwC") are the Company's Independent Auditors.

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

sus subsidiárias, com vistas a emitir relatório contendo parecer sobre sua adesão as normas aplicáveis de auditoria, bem como pela revisão dos Informes Trimestrais ("ITRs") da Companhia, a serem enviados à CVM e disponibilizados ao mercado.

with a view to issuing a report containing an opinion on their adherence to the standards applicable to the planning and execution of audits, in accordance with recognized standards, as well as the review of the Company's Quarterly Reports ("ITRs"), to be forwarded to CVM and made available to the market.

AUTOAVALIAÇÃO DO COMITÊ DE AUDITORIA AUDIT COMMITTEE SELF-ASSESSMENT

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

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

Os resultados da autoavaliação são analisados pela Diretoria de Governança Corporativa e divulgados a todos os membros, 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.

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 analyses and recommendations.

O resultado geral positivo da autoavaliação de 2024 demonstrou a efetividade e amadurecimento do órgão.

The overall positive result of the 2024 self-assessment demonstrated the effectiveness and maturity of the body.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA

Durante a condução dos trabalhos não foi identificado pelos membros do CoA

AUDIT COMMITTEE'S REPORT

During the execution of the works, the members of the CoA did not identify any

nenhuma situação que pudesse afetar os negócios desenvolvidos pela CPFL Energia e suas subsidiárias.

Os membros do CoA, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme disposto no art. 7º de seu Regimento Interno, procederam a análise das demonstrações financeiras, acompanhadas do relatório dos auditores independentes e do relatório anual da administração relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 ("Demonstrações Financeiras Anuais de 2024").

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 2024, 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.

situation that could affect the businesses carried out by CPFL Energia and its subsidiaries.

The members of the CoA, in the exercise of their legal attributions and responsibilities, as provided for in article 7 of its Internal Regulations, analyzed the financial statements, accompanied by the independent auditors' report and the annual management report, referring to the fiscal year ended on December 31st, 2024 ("Annual Financial Statements of 2024").

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 2024 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, 25 de fevereiro de 2025.

Campinas, February 25, 2025.

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

CLAUDIA ELISA DE PINHO SOARES

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 29 de abril de 2025:

(i) aqueles relativos à cisão parcial da CPFL Geração, 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 2024, 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 26 de fevereiro de 2025.

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 29th, 2025:

(i) those related to the Partial Spin-off of CPFL Geração, with the merge of the demerged net assets into CPFL Energia, according to articles 222 to 229 of Law 6.404/76, and

(ii) the Management Report, the Financial Statements for the Fiscal Year of 2024, with the clarifications provided by the Company's executives, and the Report prepared by the independent auditors of PriceWaterhouseCoopers Brasil Ltda. ("PwC"), without reservations, which will be dated as February 26th, 2025.

Campinas, 25 de fevereiro de 2025.

Campinas, February 25th, 2025.

Li RuiJuan

Vinicio Nishioka

Rafael Alves Rodrigues

DECLARAÇÃO

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, alterada pela Instrução CVM nº 586, de 8 de junho de 2017, o presidente e os diretores da **CPFL Energia S.A.**, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632 – parte - Jardim Professora Tarcília – CEP: 13087-397, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.429.144/0001-93, declaram que:

- a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da PwC Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras da **CPFL Energia S.A.** de 31 de dezembro de 2024;
- b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da **CPFL Energia S.A.** de 31 de dezembro de 2024.

Campinas, 26 de fevereiro de 2025.

STATEMENT

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

- a) they have reviewed and discussed, and agree with, the opinions expressed in the opinion of PwC Auditores Independentes on the financial statements of **CPFL Energia S.A.**, of December 31, 2024;
- b) they have reviewed and discussed, and agree with, the financial statements of **CPFL Energia S.A.**, of December 31, 2024.

Campinas, February 26, 2025.

Sergio Luis Felice

Diretor de Contabilidade
Chief Accounting Officer
CT CRC 1SP217200/O-6
CPF: 119.410.838-54

Kedi Wang

Diretora Vice-Presidente Financeiro e de
Relações com Investidores
Chief Financial Officer and of Investors Relations
Officer
CPF: 050.180.008-56

Gustavo Estrella

Diretor Presidente
Chief Executive Officer
CPF: 037.234.097-09