

Índice

1. Atividades do emissor	
1.1 Histórico do emissor	1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas	5
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais	11
1.4 Produção/Comercialização/Mercados	14
1.5 Principais clientes	49
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal	50
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior	57
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira	58
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)	59
1.10 Informações de sociedade de economia mista	64
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante	65
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital	66
1.13 Acordos de acionistas	69
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios	70
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas	71
1.16 Outras informações relevantes	72
2. Comentário dos diretores	
2.1 Condições financeiras e patrimoniais	82
2.2 Resultados operacional e financeiro	98
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases	108
2.4 Efeitos relevantes nas DFs	109
2.5 Medições não contábeis	110
2.6 Eventos subsequentes as DFs	112
2.7 Destinação de resultados	113
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs	115
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados	116
2.10 Planos de negócios	117
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional	119
3. Projeções	
3.1 Projeções divulgadas e premissas	120
3.2 Acompanhamento das projeções	121

Índice

4. Fatores de risco	
4.1 Descrição dos fatores de risco	122
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco	146
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado	147
4.4 Processos não sigilosos relevantes	150
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes	174
4.6 Processos sigilosos relevantes	175
4.7 Outras contingências relevantes	176
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos	
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado	177
5.2 Descrição dos controles internos	182
5.3 Programa de integridade	185
5.4 Alterações significativas	189
5.5 Outras informações relevantes	190
6. Controle e grupo econômico	
6.1/2 Posição acionária	191
6.3 Distribuição de capital	202
6.4 Participação em sociedades	203
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico	205
6.6 Outras informações relevantes	206
7. Assembleia geral e administração	
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	207
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	211
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração	212
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal	214
7.4 Composição dos comitês	230
7.5 Relações familiares	244
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle	245
7.7 Acordos/seguros de administradores	247
7.8 Outras informações relevantes	248
8. Remuneração dos administradores	
8.1 Política ou prática de remuneração	250

Índice

8.2 Remuneração total por órgão	255
8.3 Remuneração variável	259
8.4 Plano de remuneração baseado em ações	261
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)	262
8.6 Outorga de opções de compra de ações	263
8.7 Opções em aberto	264
8.8 Opções exercidas e ações entregues	265
8.9 Diluição potencial por outorga de ações	266
8.10 Outorga de ações	267
8.11 Ações entregues	268
8.12 Precificação das ações/opções	269
8.13 Participações detidas por órgão	270
8.14 Planos de previdência	271
8.15 Remuneração mínima, média e máxima	272
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização	276
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração	277
8.18 Remuneração - Outras funções	278
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada	279
8.20 Outras informações relevantes	281
9. Auditores	
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração	282
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores	283
9.4 Outras informações relevantes	284
10. Recursos humanos	
10.1A Descrição dos recursos humanos	285
10.1 Descrição dos recursos humanos	287
10.2 Alterações relevantes	289
10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados	290
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados	291
10.4 Relações entre emissor e sindicatos	293
10.5 Outras informações relevantes	295
11. Transações com partes relacionadas	

Índice

11.1 Regras, políticas e práticas	296
11.2 Transações com partes relacionadas	298
11.2 Itens 'n.' e 'o.'	301
11.3 Outras informações relevantes	302
12. Capital social e Valores mobiliários	
12.1 Informações sobre o capital social	303
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras	304
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	305
12.4 Número de titulares de valores mobiliários	306
12.5 Mercados de negociação no Brasil	307
12.6 Negociação em mercados estrangeiros	308
12.7 Títulos emitidos no exterior	309
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas	310
12.9 Outras informações relevantes	311
13. Responsáveis pelo formulário	
13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE	312
13.1 Declaração do diretor presidente	313
13.1 Declaração do diretor de relações com investidores	314
13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual	315

1.1 Histórico do emissor

1. Atividades do emissor

1.1 Descrever sumariamente o histórico do emissor

Para fins do presente Formulário de Referência, “Companhia”, “CPFL Energia” ou “nós” se referem, a menos que o contexto determine de forma diversa, à CPFL Energia S.A.

CPFL Energia

Em março de 1998, houve a constituição da CPFL Energia (anteriormente denominada “Draft II”), tendo a VBC Energia S.A., 521 Participações S.A. e Bonaire Participações S.A. integralizado o capital na referida companhia em 2002. A CPFL Energia foi criada com a finalidade de obter financiamento para a CPFL Paulista, visando consolidar os interesses dos investidores em companhias de geração e distribuição de energia elétrica.

Em agosto de 2002, os acionistas controladores da CPFL Energia, decidiram transferir suas participações diretas nas empresas CPFL Paulista e CPFL Geração, para a CPFL Energia. Essa capitalização visou à consolidação dos ativos de geração e distribuição de energia elétrica e simplificação de sua organização operacional e societária. Com a reestruturação, a CPFL Energia se transformou numa *holding* de controle com a finalidade de promover sinergia entre as empresas do grupo.

Em setembro de 2004, a Companhia efetivou a oferta pública inicial, através da emissão de novas ações e simultaneamente a venda de ações dos acionistas controladores. Esta oferta ocorreu tanto no âmbito nacional como internacional, sendo que as ações da oferta brasileira foram listadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”), enquanto a oferta internacional, na forma de American Depositary Shares (“ADSs”), foi listada na NYSE. Em 2020, a Companhia decidiu cancelar seu programa de ADSs e deslistou os ADSs da NYSE.

Aquisição acionária da Companhia pela State Grid International Development Limited

Em 23 de janeiro de 2017, a Companhia recebeu correspondência da State Grid Brazil Power Participações S.A. (“State Grid” ou “SGBP”) informando que naquela data foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações celebrado entre a State Grid, a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a FUNCESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social – SABESPREV, e certas outras partes.

Após a finalização da transação, a State Grid se tornou a controladora da CPFL Energia com 54,64% (556.164.817 ações, diretas ou indiretas) do capital votante e total da Companhia. Com a operação, a State Grid tornou-se o único controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido.

Em Fato Relevante e Comunicado ao Mercado divulgados em 30 de novembro e 5 de dezembro de 2017, a Companhia informou que foi efetuado com sucesso o leilão da oferta pública de aquisição (“OPA”) no sistema de negociação da B3. Como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia.

A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia S.A. (“ESC”), 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

Em 2 de abril de 2019, a Companhia informou à B3 sobre sua intenção de aumentar o seu número de ações em circulação no mercado (*free float*), em cumprimento às regras do Novo Mercado, através da realização de uma oferta subsequente das suas ações ordinárias e, em 18 de abril de 2019, a B3 aprovou seu pedido de extensão do prazo para atingir um percentual mínimo de ações em circulação no mercado (*free float*) de 15% de seu capital total até 31 de outubro de 2019.

Em 24 de abril de 2019, foi divulgado o Fato Relevante pela Companhia, informando que arquivou na *Securities and Exchange Commission* (“SEC”) um *Registration Statement on Form F-3* (“Form F-3”), permitindo que a

1.1 Histórico do emissor

Companhia realizasse nos Estados Unidos determinadas ofertas públicas de ações ordinárias de emissão da Companhia, inclusive sob a forma de ADS.

Após a transação, a State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC, 83,71% do capital social da Companhia. A CPFL Energia celebrou, em 29 de agosto de 2019, com sua controladora, SGBP, contrato de compra e venda de ações relativo à aquisição, pela CPFL Energia, da totalidade da participação que a SGBP detinha diretamente na CPFL Renováveis, companhia aberta controlada indiretamente pela CPFL Energia.

O contrato em questão foi negociado de forma independente pelos representantes da CPFL Energia e da SGBP, e previu que as ações de emissão da CPFL Renováveis detidas pela SGBP seriam adquiridas pela CPFL Energia.

Em 30 de setembro de 2019, a CPFL Energia comunicou que, naquela data, ocorreu o fechamento da compra das ações de emissão da CPFL Renováveis, celebrada entre a CPFL Energia e a sua controladora, SGBP, mediante a transferência à CPFL Energia da totalidade da participação detida diretamente pela SGBP na CPFL Renováveis.

Principais transações

Dentre outras transações, a CPFL Energia adquiriu ou constituiu as seguintes empresas:

- Em novembro de 2000 constituiu a CPFL Piratininga, a qual recebeu a parcela cindida da então Bandeirante de Energia – EBE, através da Draft I Participações, controlada integral da CPFL Paulista;
- Em janeiro de 2001 adquiriu, parte do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas através da CPFL Geração;
- Em julho de 2001 adquiriu a RGE através da CPFL Paulista;
- Em março de 2002 adquiriu a totalidade da participação da VBC Participações, a qual, por sua vez, detinha parte do capital social da Foz do Chapecó Energia S.A. (“Foz do Chapecó”) e da Campos Novos Energia S.A.;
- Em agosto de 2002 constituiu a CPFL Brasil;
- Em janeiro de 2005 adquiriu a Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. (“CPFL Meridional”) através da CPFL Brasil;
- Em junho de 2006, adquiriu as empresas Ipê Energia Ltda., PSEG Brasil Ltda. e PSEG Trader S.A., posteriormente denominadas, respectivamente, CPFL Serra Ltda. (“CPFL Serra”), CPFL Missões Ltda. (“CPFL Missões”) e CPFL Comercialização Cone Sul S.A. (“CPFL Cone Sul”), através da RGE;
- Em outubro de 2006 adquiriu a Companhia Luz e Força Santa Cruz (“Santa Cruz”) através da Nova 4 Participações Ltda.;
- Em 2007, através da Perácio, adquiriu a CMS Energy Brasil S.A. (“CMS”), a qual era uma holding que possuía as controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia S.A. (“Paulista Lajeado Energia”), CPFL Planalto Ltda. (“CPFL Planalto”), CPFL Serviços e CPFL Jaguari Geração;
- Em maio de 2007 constituiu a Nect, outrora denominada Chumpitaz Participações S.A.;
- Em maio de 2008 constituiu a CPFL Atende;
- A CPFL Bioenergia S.A. (anteriormente Makelele Participações S.A.) foi adquirida pela Semesa S.A. em 2006, e incorporada pela CPFL Geração em 2007;
- Em setembro de 2009 adquiriu as empresas Santa Clara I – Energias Renováveis Ltda., Santa Clara II Energias Renováveis Ltda., Santa Clara III Energias Renováveis Ltda., Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda., Santa Clara V Energias Renováveis Ltda., Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda., Eurus VI Energias Renováveis Ltda. e Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (EPASA) através da CPFL Geração;
- Em outubro de 2009 constituiu a CPFL Bio Formosa através da CPFL Brasil;
- Em 2010 constituiu a CPFL Bio Buriti, a CPFL Bio Ipê e a CPFL Bio Pedra através da CPFL Brasil;
- Em abril de 2010 constituiu a CPFL Bio Anicuns S.A. e a CPFL Bio Itapaci S.A. pela CPFL Brasil;
- Em agosto de 2011 adquiriu a CPFL Renováveis através da CPFL Brasil e CPFL Geração;
- Em dezembro de 2011, concluiu a aquisição da Santa Luzia Energética S.A. (“Santa Luzia”) através da CPFL Renováveis;
- Em 31 de outubro de 2016 foi concluída a aquisição da RGE Sul Distribuidora de Energia, pela CPFL Jaguariúna; e em 15 de dezembro de 2017, a administração da RGE Sul e sua controladora CPFL Jaguariúna

1.1 Histórico do emissor

- Participações Ltda. aprovaram a incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul. Em decorrência dessa incorporação, a CPFL Jaguariúna foi extinta;
- Em 29 de junho de 2018, adquirimos o direito de realizar atividades de transmissão no Leilão de Transmissão da ANEEL. Também recebemos a concessão da Subestação Maracanaú II e segmentos de linhas de transmissão, localizados no Estado do Ceará;
 - Em 4 de dezembro de 2018, a ANEEL aprovou nossa proposta de consolidar as concessões de nossas duas empresas de distribuição (RGE e RGE Sul). Com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019, a RGE foi incorporada pela RGE Sul, e a RGE Sul começou a operar sob o nome RGE. Como resultado dessa operação, a RGE deixou de existir;
 - Em 20 de dezembro de 2018, adquirimos o direito de realizar atividades de transmissão e ganhamos novas Subestações e linhas de transmissão nos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul;
 - Em 30 de setembro de 2019, foi aprovada a cisão parcial da Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda. (“CPFL Infra”) (anteriormente denominada Nect Serviços Administrativos Ltda.) em quatro segmentos de negócios específicos (Suprimentos, Recursos Humanos, Serviços Financeiros e Infraestrutura) e a incorporação da parcela cindida para as três novas empresas CPFL Supre, CPFL Finanças e CPFL Pessoas.
 - Em 30 de setembro de 2019, anunciamos, juntamente com a State Grid, o fechamento da compra e venda das ações de emissão da CPFL Renováveis e a transferência pela State Grid para nós de todas as ações da CPFL Renováveis detidas diretamente pela State Grid;
 - Em 19 de dezembro de 2019, foi aprovada a oferta pública de aquisição da CPFL Geração para adquirir as ações ordinárias restantes em circulação da CPFL Renováveis para permitir a conversão do registro da CPFL Renováveis como companhia aberta da categoria “A” em uma companhia aberta da categoria “B” e/ou sua saída do Novo Mercado. ;
 - Em 6 de julho de 2020, a CPFL Renováveis comunicou que a CVM deferiu o pedido de conversão do registro de companhia aberta categoria “A” da Companhia para categoria “B”;
 - Em 30 de setembro de 2020, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a segunda etapa do plano de reestruturação societária com objetivo de integração da CPFL Renováveis;
 - Em 15 de abril de 2020 foi aprovada a constituição da Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A., uma instituição financeira privada que opera na categoria de Sociedade de Crédito Direto, constituída sob a forma de uma sociedade por ações;
 - Em 16 de julho de 2021 adquiriu, através da CPFL Cone Sul, o controle da CPFL Transmissão S.A. (“CPFL Transmissão”, anteriormente denominada “CEEE-T – Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica”) em sessão pública de leilão de alienação de 66,08% de seu controle acionário. A conclusão da aquisição foi realizada em 14 de outubro de 2021;
 - Em 30, de setembro de 2021, foi concluída a construção do Complexo Eólico de Gameleira, que entrou em operação com seus 4 parques eólicos (Costa das Dunas, Figueira Branca, Gameleira e Touros), uma antecipação em 2,5 anos, alcançando um aumento de capacidade instalada de 81,7 MW;
 - Em 25 de fevereiro de 2022, foi concedido pela CVM o registro e a autorização para a realização da oferta pública unificada de aquisição obrigatória de ações ordinárias por alienação de controle e voluntária de ações preferenciais de emissão da CPFL Transmissão (“OPA Mandatória”). O leilão da OPA Mandatória foi realizado na B3 em 6 de abril de 2022. Como resultado do leilão, a CPFL Cone Sul adquiriu 3.095.570 ações ordinárias (representativas de 32,56%) e 109.251 ações preferenciais (representativas de 72,08%) de emissão da CPFL Transmissão. A partir de tal aquisição, a CPFL Cone Sul passou a deter 9.476.391 ações ordinárias (representativas de 99,68% do total desta espécie) e 110.338 ações preferenciais (representativas de 72,80% do total desta espécie) de emissão da CPFL Transmissão;
 - Em 6 de setembro de 2022, a CPFL Geração manifestou sua intenção de exercer seu direito de preferência para aquisição de até 6,51% das ações da Enercan (que representava a participação da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-G (“CEEE-G”) no capital social da Enercan), em decorrência da alienação indireta das ações da Enercan no âmbito do leilão de privatização da CEEE-G, ocorrido em 29 de julho de 2022, no contexto de desestatização das empresas do Grupo CEEE pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul. Em 23 de setembro de 2022 foi concedida anuência por parte da ANEEL e, em 1º de

1.1 Histórico do emissor

- novembro de 2022, a transação foi certificada pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE (“CADE”). Em 17 de novembro de 2022, a CPFL Geração concluiu a aquisição de 3,39% do capital social da Enercan. A CPFL Geração passou a deter, portanto, participação acionária de 52,12% na Enercan (anteriormente 48,72%);
- Em 10 de outubro de 2022, foi concedido pela CVM o registro e a autorização para a realização da oferta pública de aquisição de ações ordinárias e preferenciais de emissão da CPFL Transmissão, para conversão de registro de companhia aberta da Companhia como emissora de valores mobiliários, da categoria “A” para a categoria “B” (“OPA de Deslistagem”). O leilão da OPA de Deslistagem foi realizado na B3 em 18 de novembro de 2022. Como resultado do leilão, a CPFL Cone Sul adquiriu 3.697 ações ordinárias (representativas de 0,04% do total de ações ordinárias) e 2.018 ações preferenciais (representativas de 1,33% do total de ações preferenciais) de emissão da CPFL Transmissão. A partir de tal aquisição, a CPFL Cone Sul Ltda passou a ser titular de 9.592.444 ações de emissão da CPFL Transmissão, representativas de 99,32% do seu capital social total, sendo 9.480.088 ações ordinárias, representativas de 99,72% do total dessa espécie, e 112.356 ações preferenciais, representativas de 74,13% do total dessa espécie. Em 7 de dezembro de 2022, foi aprovado em assembleia geral extraordinária de acionistas da CPFL Transmissão, o resgate da totalidade das ações de emissão da Companhia que remanesceram em circulação após o leilão da OPA para conversão de registro de companhia aberta da CPFL Transmissão como emissora de valores mobiliários, da categoria “A” para a categoria “B”. Em 16 de dezembro de 2022, foi aprovado em assembleia geral extraordinária da CPFL Transmissão, o cancelamento da totalidade das ações que se encontravam em tesouraria (advindas do Resgate Compulsório), sendo 26.787 ações ordinárias e 39.216 ações preferenciais. Também foi aprovada a alteração do caput do Artigo 5º do Estatuto Social da CPFL Transmissão, para refletir a nova composição de ações após o cancelamento acima deliberado. A partir de tais deliberações, a CPFL Cone Sul continuou a ser titular de 9.592.444 ações de emissão da CPFL Transmissão, agora representativas de 100% do seu capital social total, sendo 9.480.088 ações ordinárias e 112.356 ações preferenciais;
 - Em 29 de dezembro de 2023, a CPFL Serviços aprovou, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da CPFL Eficiência Energética Ltda. consolidando as atividades e o patrimônio de ambas as sociedades, visando maior eficiência operacional, administrativa e financeira, com a racionalização e maximização de resultados, além de minimização dos custos.
 - Em 28 de fevereiro de 2024, a CPFL Transmissão aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a incorporação de sua até então controladora CPFL Cone Sul, passando a suceder a Cone Sul em todos os bens, direitos, pretensões, faculdades e obrigações.
 - Em 26 de abril de 2024, a CPFL Geração aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a cisão parcial de seu acervo líquido, composto pelos seus investimentos nas empresas CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda. (“CPFL Piracicaba”), CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda. (“CPFL Morro Agudo”), CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda. (“CPFL Maracanaú”), CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. (“CPFL Sul I”), CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda (“CPFL Sul II”) e dívidas relacionadas a estes investimentos. A parcela cindida foi incorporada pela sua controladora CPFL Energia na mesma data. Na mesma data, a CPFL Brasil, em Assembleia Geral e Extraordinária, aprovou aumento de capital, sendo este integralizado pela sua única acionista CPFL Energia mediante a contribuição dos investimentos e dívidas oriundos da parcela cindida da CPFL Geração. Ato subseqüente, a CPFL Brasil aportou o acervo descrito acima em sua controlada CPFL Transmissão. O objetivo desta reestruturação foi o de centralizar os investimentos nas empresas transmissoras, de modo de apresentar um segmento de transmissão mais bem definido.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

1.2 Descrever sumariamente as atividades principais desenvolvidas pelo emissor e suas controladas

Visão Geral

Nós somos uma holding que, por meio de nossas subsidiárias e afiliadas, distribui, gera, transmite e comercializa eletricidade no Brasil, bem como presta serviços relacionados à energia. Nós fomos constituídos em 1998 como uma *joint venture* entre a VBC Energia S.A., 521 Participações S.A. e a Bonaire para combinar suas participações em sociedades que operam no setor de energia brasileiro. Hoje, somos controlados pela State Grid Brazil Power Participações S.A. (“State Grid” ou “SGBP”) que, em conjunto com a ESC Energia S.A., detém 83,71% de nosso capital social.

Nós também somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, com base nos 69.968 GWh de energia elétrica que distribuimos para 10,5 milhões de consumidores em 2023. Em geração de energia elétrica, a nossa Capacidade Instalada em 31 de dezembro de 2023 era de 4.371 MW. Por meio da nossa participação na CPFL Renováveis, estamos envolvidos na construção de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), e como resultado, esperamos aumentar a nossa capacidade instalada em 28 MW. A previsão para entrar em operação comercial é em 2024.

Além disso, estamos envolvidos na comercialização de energia, comprando e vendendo energia elétrica a produtores de energia, Consumidores Livres e companhias de comercialização de energia. Nós também prestamos serviços de agenciamento a Consumidores Livres perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) e outros agentes, bem como serviços relacionados à eletricidade a suas afiliadas e não afiliadas. Em 2023, o volume total da energia elétrica vendida por nossas subsidiárias de comercialização foi 14.027 GWh e 13.914 GWh a partes afiliadas e não afiliadas, respectivamente.

Atualmente, também estamos expandindo nosso negócio de transmissão de energia elétrica, tendo vencido com sucesso três dos leilões de transmissão da ANEEL greenfield de 2018 com a construção de aproximadamente 407 km em linhas de transmissão adicionando 2.343 MVA em nosso portfólio. Em julho de 2021, sagramo-nos vencedores no Leilão de privatização da CEEE-T, agora CPFL Transmissão. A empresa, passou a incorporar o grupo CPFL Energia a partir de 14 de outubro de 2021, possuindo equipamentos sob sua concessão distribuídos em 85 subestações, todas situadas no Estado do Rio Grande do Sul, com 172 transformadores, que totalizam uma potência instalada de 10.234 MVA, e outros 1.047 MVA oriundos de participação em investimentos. A Companhia opera, atualmente, em 5.920 km de extensão de linhas de transmissão em tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV, além de ter participação em outros 84 km de linhas de transmissão, na TESB – Transmissora de Energia Sul Brasileira, totalizando 6.005 km de linhas de transmissão em operação.

Os nossos segmentos de negócio são divididos da seguinte forma:

Distribuição. Em 2023, as nossas quatro subsidiárias de distribuição integralmente consolidadas entregaram 70.554 GWh de energia elétrica para 10,5 milhões de consumidores, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.

Geração. Em 31 de dezembro de 2023, nossa capacidade instalada em operação totaliza 4.371 MW, compreendendo 8 UHEs (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 46 PCHs e CGHs (472 MW), 7 usinas termelétricas a biomassa (330 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW). Em adição aos projetos em operação, temos a PCH Lucia Cherobim (28 MW), que ainda está em construção, e possuímos projetos eólicos (1.764 MW), solares (2.539 MW) e de PCHs (96 MW) em desenvolvimento, totalizando um pipeline de 4.399 MW.

Transmissão. Em 31 de dezembro de 2023, nosso segmento de Transmissão é composto por 86 subestações, totalizando 15.718 MVA de potência instalada e 6.436 quilômetros de linhas de transmissão nas tensões de 69 kV, 138 kV e 230 kV, fazendo parte do Sistema Interligado Nacional – SIN.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Nosso objetivo geral é ser a principal empresa de serviços públicos em energia da América do Sul, fornecendo energia elétrica confiável e serviços confiáveis a seus clientes ao mesmo tempo em que criamos valor para nossos acionistas. Nós buscamos atingir esses objetivos em todos os nossos setores (distribuição, geração convencional, geração renovável, transmissão, comercialização e serviços) pela busca de eficiência operacional (por meio de inovação e tecnologia) e crescimento (por meio de sinergias comerciais e novos projetos). As nossas estratégias têm por base disciplina financeira, responsabilidade social e governança corporativa aprimorada. Mais especificamente, nossa abordagem envolve as seguintes estratégias comerciais-chave:

Concluir o desenvolvimento de nossos projetos de geração renovável existentes, expandir nosso portfólio de geração por meio do desenvolvimento de novos projetos de geração de energia e manter nossa posição de um dos líderes de mercado em fontes de energia renováveis.

Em 31 de dezembro de 2023, a nossa Capacidade Instalada total consolidada foi de 4.371 MW. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, tornamo-nos um dos maiores grupos de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL.

Muitas de nossas instalações de geração possuem PPAs de longo prazo aprovadas pela ANEEL, o que acreditamos que nos garantirá uma taxa atraente de retorno sobre nosso investimento. Temos uma carteira consolidada na CPFL Renováveis de 3.023 MW. Também temos 28 MW em construção e um portfólio total de 4.399 MW de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos pela CPFL Renováveis nos próximos anos.

Foco em melhorar ainda mais nossa eficiência operacional.

Concentrar em melhorar ainda mais nossa eficiência operacional. A distribuição de energia elétrica em nossas áreas de concessão de distribuição é nosso maior segmento de negócios, representando 59,7% de nosso lucro consolidado no ano de 2023. Continuamos focados na melhoria da qualidade de nosso serviço e na manutenção de custos operacionais eficientes, explorando sinergias e tecnologias. Também nos esforçamos para padronizar e atualizar nossas operações regularmente, introduzindo sistemas automatizados sempre que possível. Também reconhecemos a necessidade de investir em ativos digitais, como a tecnologia Smart Grid, e em 2023 implantamos 1.464 religadores automáticos de circuito, elevando o número total em nossas áreas de concessão para 17.979. Esses religadores automáticos de circuito permitem maior flexibilidade na operação do sistema elétrico e são suportados por nossa robusta infraestrutura de comunicação proprietária, incluindo sistemas de radiocomunicação digital, malha de radiofrequência e rede de fibra óptica, além de nossa parceria com fornecedores de serviços de telecomunicações.

Para essa finalidade, planejamos fazer investimentos de capital agregando aproximadamente R\$ 5.922 milhões em 2024 e R\$ 6.064 milhões em 2025. Do total de investimentos orçados neste período, R\$ 9.601 milhões ou 80,1% deverão ser investidos em nosso segmento de distribuição, R\$ 1.545 milhões ou 12,9% em nossos negócios de transmissão, e R\$ 625 milhões, ou 5,2% em nosso segmento de geração. Além disso, neste período, planejamos investir R\$ 215 milhões, ou 1,8%, em nossas atividades de comercialização e serviços.

Já nos comprometemos contratualmente com parte desses gastos, principalmente em projetos de geração. Vide “Item 2.1. alínea (c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros” e “Item 4.1. alínea (a) - Se formos incapazes de concluir nosso programa de investimento proposto, no cronograma previsto, a operação e o desenvolvimento dos nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa”, para mais informações. Os gastos de capital planejados para o desenvolvimento de nossa capacidade de geração e os respectivos contratos de financiamento são discutidos mais detalhadamente no Item 2.8.a deste Formulário de Referência.

Expandir e fortalecer nossa comercialização.

Consumidores Livres constituem um segmento significativo do mercado de energia elétrica no Brasil. Esses consumidores vêm aumentando ano a ano devido às novas migrações do mercado cativo para o mercado livre, impulsionadas pelo aumento significativo de novos players, que cada vez mais oferecem preços mais baixos e ofertas de produtos alinhados com o perfil de consumo do cliente, reduzindo assim o risco do mercado livre. Vale ressaltar que a Portaria MME nº 465/2019, instituiu a redução gradual do limite de carga até 1º de janeiro

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

de 2023 para os consumidores do Grupo A com carga igual ou superior a 500 kW, e estabeleceu que até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deveriam apresentar um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com cargas abaixo de 500 kW. Em atendimento à Portaria, a Aneel apresentou ao Ministério de Minas e Energia uma proposta de abertura do mercado livre no Brasil, através da nota técnica nº 10/2022, sendo estabelecido que antes de indicar um cronograma para a abertura do mercado livre, há necessidade de aprimoramentos regulatórios no país, dessa forma, foram identificados 14 itens para regulamentação ou aprimoramento. Posteriormente, por meio da Portaria Normativa nº 50/GM/MME/2022, foram flexibilizados os requisitos de migração para o ambiente livre aos consumidores do Grupo A com carga individual inferior a 500 kW, a partir de 1º de janeiro de 2024.

Por meio da CPFL Brasil, nossa subsidiária de comercialização de energia, estamos focados em celebrar contratos bilaterais com os consumidores que aderiram ao mercado livre no Brasil inteiro. Para atingir esse objetivo, segmentamos e aumentamos o nível de relacionamento com os nossos clientes, utilizando nossos consultores de negócio dedicados, além do suporte operacional do back office com assuntos relacionados à CCEE. Com essa ação, a CPFL Brasil busca alcançar os clientes com potencial de migração para o ambiente de contratação livre, oferecendo produtos específicos para cada perfil, crescendo sua base de clientes e se preparando para a abertura do mercado.

Posicionamento para nos beneficiar da consolidação do setor, com base em nossa experiência na integração e reestruturação bem-sucedidas de outras operações.

O setor energético brasileiro encontra-se em constante mudança e modernização, o que facilita a sinergia entre os setores de geração, transmissão e, sobretudo, distribuição. Nos últimos anos, integramos com sucesso a RGE Sul (adquirida da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. em 2016), explorando sinergias operacionais com a concessão herdada da vizinha RGE mediante a incorporação da RGE pela RGE Sul, resultando em uma única companhia, a RGE Sul, agora operando sob a denominação RGE) e a incorporação de algumas subsidiárias de distribuição menores pela CPFL Santa Cruz, a fim de nos beneficiarmos de uma estrutura corporativa mais enxuta. Além disso, integramos com sucesso a CPFL Transmissão (adquirida do Governo do Estado do Rio Grande do Sul), onde estamos explorando sinergias operacionais com outros negócios que possuímos no Estado. Nossa expansão nos negócios de transmissão suporta nossas operações de distribuição com confiabilidade e qualidade adicionais das novas Subestações que colocaremos em operação.

Dada a solidez da nossa situação financeira e nossa capacidade gerencial, acreditamos estar bem-posicionados para nos beneficiar dessa consolidação no mercado brasileiro de energia elétrica. Se houver ativos promissores disponíveis em termos atrativos, especialmente em áreas onde já operamos, podemos fazer as aquisições que complementam nossas operações existentes, proporcionando à nossa empresa e aos nossos consumidores oportunidades adicionais de usufruir as vantagens da economia de escala.

Estratégia e gestão para o desenvolvimento sustentável.

Em 2022, lançamos nosso Plano ESG 2030¹, uma evolução do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, alinhado ao Planejamento Estratégico do Grupo CPFL, com o objetivo de impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, maximizando os nossos impactos positivos na sociedade e na cadeia de valor. Para isso, definimos quatro pilares de atuação - soluções renováveis e inteligentes, operações sustentáveis, valor compartilhado com a sociedade e atuação segura e confiável. Dentro desses pilares, assumimos 23 compromissos públicos, revisados anualmente, que contribuem para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, e são monitorados por um conjunto de indicadores estratégicos e táticos, que compõe nossa ferramenta de gestão.

A partir da estratégia definida no Plano ESG¹ 2030, realizamos a gestão sobre temas específicos e fundamentais para todo o setor elétrico, como descarbonização, energias inteligentes, economia circular, biodiversidade, ecoeficiência, relacionamento com clientes, comunidades, diversidade, compras sustentáveis, saúde e segurança, governança corporativa e privacidade de dados.

No âmbito das mudanças climáticas, avaliamos e implementamos diferentes ações para a adaptação dos negócios e a mitigação de impactos relacionados às nossas atividades, em especial a emissão de gases de efeito

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

estufa. Nossas iniciativas são centralizadas em quatro frentes de atuação, desdobradas em ações e orientações para a execução dos projetos: (1) Gestão das emissões de GEE (gases de efeito estufa), por meio da elaboração do nosso inventário anual de emissões; (2) Gestão de riscos e oportunidades climáticos, por meio de um Mapa que consolida os principais impactos que estamos susceptíveis, como alterações em parâmetros físicos do clima e mudanças em regulações, além das principais oportunidades para o desenvolvimento de novos produtos e serviços; (3) Impulso à inovação, com diversos projetos relacionados a mitigação e adaptação a riscos climáticos, atrelados ao desenvolvimento de soluções para o contexto da distribuição e da geração de energia limpa, e a tecnologias que impactam nosso setor, como a mobilidade elétrica; e (4) Engajamento e divulgação, participando de uma série de iniciativas e compromissos relacionados a questões climáticas, buscando sempre fomentar as melhores práticas.

Faz parte do nosso compromisso com a agenda do desenvolvimento sustentável a oferta de soluções que apoiem nossos clientes na transição para modelos produtivos menos intensivos em carbono, como gestão de energia para um menor consumo, acesso ao mercado livre e eficiência energética, além de medidas de neutralização e compensação de emissões de GEE, por meio de créditos de carbono e selos de energia renovável.

Em todas as nossas operações, buscamos a menor pegada ambiental possível, mantendo altos padrões de qualidade e eficiência.

No pilar de operações sustentáveis do Plano ESG 2030, destacamos os avanços contínuos no uso consciente dos recursos naturais com ações estruturadas de ecoeficiência em nossas instalações (água, energia e resíduos), além do compromisso de eliminar gradualmente o plástico de uso único em nossas atividades administrativas. Buscamos fortalecer cada vez mais as diretrizes de atuação visando conservar e potencializar nosso impacto positivo na biodiversidade.

Entendemos que é essencial gerar, além de energia, ações de valor compartilhado com a sociedade e com a nossa cadeia de valor. No que tange ao relacionamento com comunidades, realizamos diversas iniciativas de fomento aos interesses econômicos, culturais, esportivos, de saúde e sociais nos territórios em que operamos e de contribuição para seu contínuo desenvolvimento. Nesse contexto, um de nossos principais objetivos é promover o desenvolvimento sustentável dessas comunidades, por meio de ações que contribuam para o aprimoramento de políticas públicas e que promovam a inclusão, o desenvolvimento social e o networking, treinando e capacitando cada indivíduo para enfrentar os desafios sociais. Além disso, o Instituto CPFL fortaleceu, entre outros projetos, a frente de atuação CPFL Jovem Geração, voltada ao futuro das novas gerações, com projetos de transformação social através da cultura e do esporte que visam a redução dos índices de vulnerabilidade social, potencializando o impacto positivo nas comunidades onde atua. Ampliou a frente CPFL Nos Hospitais, que apoia projetos de humanização e melhorias em hospitais públicos. Em 2023, investimos R\$ 52,74 milhões em projetos que impactaram mais de 1 milhão de pessoas, por meio do apoio a diversas instituições sociais em 140 municípios e atividades para a humanização hospitalar.

O pilar de atuação segura e confiável fortalece nosso compromisso com a promoção da cultura de segurança, de cuidado com as nossas pessoas e responsabilidade.

Nosso compromisso inegociável com a segurança visa fortalecer a cultura no tema para atingir zero fatalidades e inclui projetos de conscientização, prevenção e redução de riscos para todas as pessoas. Associado a isso, temos como compromisso a realização de ações para promover ambientes saudáveis de trabalho, com ações voltadas para a saúde mental e a qualidade de vida, com ações específicas para esse fim.

Contamos com o engajamento dos colaboradores em nosso Programa de Integridade, incluindo a aplicação dos princípios, diretrizes e orientações do nosso Código de Conduta Ética, e nas práticas direcionadas à segurança e proteção de dados.

¹ ESG – Environmental, Social and Governance, tradução para ASG – Ambiental, Social e Governança Corporativa.

Em busca de melhores práticas de governança corporativa.

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia e das sociedades controladas se baseia no Sistema de Governança Corporativa no Brasil, apoiando-se aos princípios da integridade, transparência, equidade, responsabilização (accountability) e sustentabilidade, de acordo com o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa. Em 2023, a CPFL completou 19 anos da abertura de seu capital na B3. Com mais de 100

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

anos de atuação no Brasil, a Companhia possui atualmente ações listadas no Novo Mercado da B3. Além disso, a CPFL Energia possui uma Diretoria de Governança Corporativa que responde diretamente ao Conselho de Administração e assessora a alta administração e órgãos de governança. A governança do Grupo CPFL é regida pelas Diretrizes de Governança Corporativa, bem como pelo nosso Estatuto Social e os de nossas controladas.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

1.3. Em relação a cada segmento operacional que tenha sido divulgado nas últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social ou, quando houver, nas demonstrações financeiras consolidadas, indicar as seguintes informações:

a. produtos e serviços comercializados;

Nossas atividades essenciais são:

- **Distribuição**

Nossas quatro distribuidoras integralmente consolidadas entregaram 69.968 GWh em 2023, e 69.301 GWh em 2022 de energia elétrica para 10,5 e 10,3 milhões de consumidores, respectivamente, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.

- **Geração**

Em 31 de dezembro de 2023, nossa capacidade instalada total consolidada era de 4.371 MW, sendo 3.023 MW calculada com base em nossa participação de 100% na CPFL Renováveis, e o restante (1.348 MW) referente aos demais ativos do segmento de geração de energia elétrica.

Através de nossa subsidiária indireta, CPFL Renováveis, na qual detemos participação de 100%, operamos 46 usinas hídricas, que constituem PCHs e CGHs. Todas estão em operação, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais, Mato Grosso, Goiás e Paraná, e possuem Capacidade Instalada total de 472 MW. Também operamos 49 parques eólicos, localizadas nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, que estão em operação e possuem capacidade instalada total de 1.391 MW. Destaca-se o complexo eólico da Gameleira, composto por 4 parques eólicos com Capacidade Instalada de 81,7 MW, na qual entrou em operação comercial no segundo trimestre de 2021, antecipando a entrega de energia em cerca de 2,5 anos do prazo oficial estabelecido pela ANEEL. A CPFL Renováveis possui também sete Usinas Termelétricas de Biomassa em operação, com capacidade instalada total de 330 MW, localizadas nos Estados de Minas Gerais, Paraná e São Paulo. Ainda, a CPFL Renováveis também opera a Usina Solar Tanquinho, localizada no estado de São Paulo e com capacidade instalada de 1,1 MW.

Além da Capacidade Instalada obtida através da nossa subsidiária CPFL Renováveis, possuímos também uma Capacidade Instalada de 2.178 MW por meio de nossos empreendimentos controlados em conjunto, subsidiárias e demais participações, representadas pelos seguintes empreendimentos:

- Hidroelétricas (1.996 MW): Campos Novos (ENERCAN), Monte Claro / Castro Alves / 14 de Julho (CERAN), Luiz Eduardo Magalhães (Lajeado), Foz do Chapecó (Foz), Barra Grande (BAESA) e Serra da Mesa.
- Termoelétricas (182 MW): UTE Termoparaíba e UTE Termonordeste (EPASA).

Ademais, uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH Lucia Cherobim) está em construção, com previsão de início de operação em 2024 e capacidade instalada de 28 MW.

- **Comercialização**

Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam as operações de compra e venda de energia e oferecem serviços de gestão de contratação de energia para geradores e consumidores 'livres' e 'especiais' perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, negocia a compra e venda de energia elétrica com consumidores 'livres' e especiais', outras empresas de comercialização, geradores e distribuidoras. Em 2023, vendemos 14.027 GWh de energia elétrica, dos quais 13.914 GWh foram vendidos para partes não afiliadas. Com relação a 2022, vendemos 12.450 GWh de energia elétrica, dos quais 12.244 GWh foram vendidos para partes não afiliadas.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

- **Transmissão**

O segmento de transmissão desempenha um papel crucial no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. As redes transmissoras fazem a conexão entre os parques de geração e as distribuidoras, responsáveis pelo fornecimento da energia a todos os consumidores finais. A qualidade dos ativos de transmissão, que incluem também as subestações, é essencial para garantir uma operação segura e confiável. Com esse objetivo, fortalecemos nossa estratégia de atuação direcionada para a captura de oportunidades em transmissão que tenham sinergia com nossos negócios de geração e distribuição. Vencemos o leilão de privatização da CEEE-T, do Rio Grande do Sul, com aproximadamente 6 mil quilômetros de linhas e 15,7 mil estruturas – agora gerenciadas sob a marca CPFL Transmissão. O aporte nessa operação foi de R\$ 2,6 bilhões, o que garantiu à CPFL Energia a aquisição da participação acionária majoritária (66,08%) que o governo estadual possuía na companhia. Por meio das ofertas públicas de aquisição das ações ordinárias e preferenciais da CPFL Transmissão, ocorridas em abril e novembro de 2022, adquirimos mais 33,24% das ações da companhia e aumentamos a participação acionária majoritária para 99,26%. Por fim, considerando o resgate compulsório das ações ordinárias e preferenciais remanescentes da oferta pública de aquisição de ações e o cancelamento das ações ordinárias e preferenciais resgatadas, aprovados em dezembro de 2022, a participação acionária detida pela CPFL Cone Sul passou a ser de 100%. A CPFL Transmissão tem grande potencial de sinergia com outros negócios que possuímos no Rio Grande do Sul. Naquele estado, possuímos a RGE no segmento de distribuição, 4 parques eólicos, 4 PCHs e 5 UHEs. Além disso, houve novos investimentos com a construção de dois lotes de linhas de transmissão e subestações, CPFL Sul I e CPFL Sul II que entraram em operação em fevereiro de 2023 (Sul I) e março de 2023 (Sul II).

Ativos Transmissão									
CPFL Transmissão									
	CEEE-T	CEEE-T	CEEE-T	TESB	CPFL SUL I	CPFL SUL II	CPFL Piracicaba	CPFL Morro Agudo	CPFL Maracanaú
Contrato de concessão	CC 055/01	CC080/02	CC004/21	CC 001/11	CC 005/19	CC 011/19	CC 003/13	CC 006/15	CC020/18
Localização	RS	RS	RS	RS	SC	RS	SP	SP	CE
Número de subestações	72	0	1	4	3	3	1	1	1
Número de linhas de transmissão	129	1	0	5	4	3	0	0	0
Extensão de linhas de transmissão	5.829,00	127	0	98	307	75	0	0	0
Potência	10.450,00	0	495	830	1.344,00	549	800	800	450
Prazo de concessão	2043	2032	2051	2041	2049	2049	2043	2045	2048
Receita anual permitida (RAP)	1.129	21,5	10,7	43,1	34,8	44,7	15,5	19	10,6

O empreendimento de Maracanaú, composto pelas linhas de transmissão LT C-1 CE - CPFL Maracanaú e a nova Subestação Maracanaú II com potência de 450 MVA e tensão de 230/69 kV, entrou em operação comercial em 23 de maio de 2022.

Em dezembro de 2023, também houve a entrada em operação comercial do empreendimento do Lote 06, do Leilão de Transmissão nº 001/2020 (realizado em dezembro de 2020), com 10 meses de antecedência em relação ao prazo disposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) no Contrato de Concessão nº 4/2021, o Lote 06 é um empreendimento 100% controlado pela CPFL Transmissão.

- **Serviços**

Apresentamos os resultados das nossas atividades de prestação de serviços como um segmento de operação individual. Nossas atividades nesse segmento incluem prestar serviços relacionados com energia elétrica, como projetos e construção, para nossas partes relacionadas e não relacionadas.

Adicionalmente aos 5 segmentos operacionais referidos acima, consolidamos determinadas atividades como “Outras”. As atividades consolidadas em “Outras” consistem nas atividades da CPFL Telecom e nossas despesas.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor;

(Valores em R\$ / mil)

2023	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	32.401.575	12.174	32.413.749	81,56%
Geração	3.354.500	1.642.824	4.997.324	12,57%
Transmissão	1.529.940	424.516	1.954.456	4,92%
Comercialização	2.291.390	18.309	2.309.700	5,81%
Serviços	165.514	845.944	1.011.458	2,54%
Outros	271	-	271	0,00%
Eliminações	-	(2.943.768)	(2.943.768)	-7,41%
Total	39.743.190	-	39.743.190	100,00%

c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor.

(Valores em R\$ / mil)

Segmentos:	2023	
	Lucro líquido / Prejuízo	% em relação ao lucro líquido do emissor
Distribuição	3.304.429	59,68%
Geração	1.773.523	32,03%
Transmissão	532.438	9,62%
Comercialização	(45.765)	-0,83%
Serviços	144.292	2,61%
Outros	(171.755)	-3,10%
Total	5.537.162	100,00%

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

1.4. Em relação aos produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 1.3, descrever:

a. características do processo de produção;

Nossas empresas distribuidoras não produzem a energia elétrica que entregam a seus consumidores finais. A energia distribuída advém de contratos de compra com geradores e comercializadores, tanto de outros agentes do mercado quanto do próprio grupo CPFL, de acordo com o arcabouço regulatório vigente.

A energia elétrica fornecida aos nossos Consumidores Livres e a outras distribuidoras é comercializada pela nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil.

Segue detalhamento de nossas operações de “Geração”. No item 1.3.b acima, constam os detalhamentos dos segmentos de “Distribuição”, “Comercialização”, “Transmissão” e “Serviços”.

Geração de Energia Elétrica

Estamos expandindo ativamente a nossa capacidade de geração no segmento de energias renováveis. De acordo com as regulamentações brasileiras, as receitas de geração para fins contratuais dependem, principalmente, da Garantia Física de cada usina, e não de sua capacidade instalada ou energia efetivamente gerada. A Garantia Física é a energia assegurada estabelecida pelo governo brasileiro, sendo a quantidade máxima de energia comercializável em contratos. Para determinadas empresas, a geração real é periodicamente determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda e as condições hidrológicas. Caso uma geradora tenha vendido sua energia e participe do MRE, ela receberá pelo menos o valor da receita que corresponde à energia assegurada, mesmo que não tenha efetivamente gerado a totalidade da energia. Por outro lado, caso a geração de uma usina exceda sua energia assegurada, sua receita adicional será apenas igual aos custos correlatos à geração de energia em excesso.

Todas as nossas usinas hidrelétricas fazem parte do MRE, um sistema pelo qual as unidades geradoras hidrelétricas compartilham os riscos hidrológicos do Sistema Interligado de Energia, com exceção de 5 CGHs (Lavrinha, São José, Turvinho, São Sebastião e Pinheirinho). Nossa Capacidade Instalada total em nosso segmento de geração era de 4.371 MW em 31 de dezembro de 2023. A maior parte da energia elétrica que produzimos vem das nossas Usinas Hidrelétricas. Caso seja gerada menos energia do que o total de Energia Assegurada (ou seja, se o Fator de Geração em Escala, ou GSF, for menor do que 1,0), as geradoras hidrelétricas devem adquirir energia no mercado à vista para cobrir a escassez de energia e suprir o volume de Energia Assegurada no âmbito do MRE. De 2005 a 2012, o GSF permaneceu acima de 1,0. Contudo, a partir de 2013, esse cenário apresentou mudanças, o que levou o GSF a permanecer abaixo de 1,0 durante todo o ano de 2014. Em 2015, ele variou de 0,783 a 0,825, o que resultou na compra de energia, pelos geradores, no mercado à vista, incorrendo, portanto, custos significativos. Não obstante, em dezembro de 2015, nós renegociamos, nos termos da Lei nº 13.203, os termos de nossos contratos de compra de energia para o Mercado Regulado, estabelecendo o custo do GSF a um risco de prêmio de R\$ 9,50/MWh por ano, até o final da vigência dos contratos de compra de energia ou término das concessões, o que ocorrer primeiro.

Ainda, ao longo de 2021 e 2022 a ANEEL, devido aos impactos não hidrológicos alocados aos participantes do MRE ao longo dos anos, estendeu o prazo de outorga/concessão das usinas impactadas como forma de ressarcimento por tais efeitos.

Paralelamente, a Lei 14.120/2021 possibilitou que usinas outorgadas por meio de autorização, com prazo de 30 anos, em operação comercial em 1º de setembro de 2020 e que não tivessem sofrido penalidades da ANEEL quanto a construção da usina, passariam a ter o prazo de outorga contado a partir da entrada em operação comercial da primeira unidade geradora do empreendimento.

Geração

Usinas Hidrelétricas

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em 31 de dezembro de 2023, nossa subsidiária CPFL Renováveis possuía participação de 51,54% na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa, que antes pertencia à CPFL Geração de Energia S.A. Ainda, a CPFL Renováveis possuía participação de 25,01% na energia assegurada do Aproveitamento Hidrelétrico Barra Grande (“AHE Barra Grande”).

Por meio de suas subsidiárias CERAN e ENERCAN, e investida Chapecoense, a CPFL Geração possui participação nas Usinas de Monte Claro, Campos Novos, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó, que estão operacionais desde dezembro de 2004, fevereiro de 2007, março de 2008, dezembro de 2008 e outubro de 2010, respectivamente. Por meio da Jaguari Geração, nós possuímos participação de 4,15% (59,93% de 6,93%) na Energia Assegurada da Usina Hidrelétrica de Luiz Eduardo Magalhães (Lajeado).

Todos os números de Energia Assegurada e Capacidade Instalada declarados na discussão abaixo se referem à plena capacidade da usina em questão ao invés de nossa parte consolidada de tal energia, que reflete nossa participação na usina.

Serra da Mesa. Nossa maior usina hidrelétrica em operação é a Usina Hidrelétrica (“UHE”) Serra da Mesa, que adquirimos em 2001 da ESC Energia S.A. (anteriormente denominada VBC), um de nossos antigos acionistas. Furnas começou a construção da usina de Serra da Mesa em 1985. Em 1994, a construção foi suspensa em razão de falta de recursos, o que levou a uma licitação pública a fim de retomar a construção. A UHE Serra da Mesa possui três unidades geradoras localizadas no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A usina de Serra da Mesa iniciou operações em 1998 e tem uma Capacidade Instalada total de 1.275 MW. A concessão para a operação da UHE Serra da Mesa é detida por Furnas, que também a opera, e parte das instalações pertence à nossa companhia (por meio de nossa controlada CPFL Renováveis). Um contrato celebrado entre a Companhia e a Furnas, com duração de 30 anos, iniciado em 1998, assegura-nos o recebimento de 51,54% da energia assegurada da usina até o ano de 2028, ainda que, na vigência da concessão, ocorra encampação, caducidade ou vencimento de seu prazo. Vendemos a totalidade da energia elétrica a Furnas nos termos de um contrato de compra e venda de energia elétrica que foi renovado em março de 2014 e cujo preço é reajustado anualmente com base no IGP-M. Este contrato tem vencimento para 2028. Nossa parcela da capacidade instalada e da energia assegurada da UHE Serra da Mesa é de 657 MW e de 2.734 GWh/ano, respectivamente. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi formalmente prorrogada para 12 de novembro de 2039. Em 2016, devido à repactuação do GSF, a concessão de Serra da Mesa foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa da ANEEL nº 6.055/2016. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 11.345/2022, o prazo de outorga de Serra da Mesa foi estendido para 10 de maio de 2046.

Complexo Hidrelétrico CERAN. Detemos uma participação de 65% na CERAN, uma subsidiária para qual foi outorgada, em março de 2001, uma concessão de 35 anos para a construção, o financiamento e a operação do Complexo Hidrelétrico CERAN. Os demais acionistas são a CEEE-G (com 30%) e a Statkraft (com 5%). O Complexo Hidrelétrico CERAN consiste em três usinas hidrelétricas: Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho. O Complexo Hidrelétrico CERAN está localizado no Rio das Antas, 120 km ao norte de Porto Alegre, próximo à cidade de Bento Gonçalves, no Estado do Rio Grande do Sul. Todo o Complexo Hidrelétrico CERAN tem Capacidade Instalada de 360 MW e energia assegurada estimada em 1.386,71 GWh por ano, dos quais a nossa participação é de 901,3 GWh/ano. Vendemos a nossa participação na energia assegurada deste Complexo a afiliadas do nosso grupo. Essas unidades são operadas pela CERAN, sob a supervisão da CPFL Geração.

Monte Claro (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da UHE Monte Claro que entrou em operação em 2004, possui Capacidade Instalada de 65 MW e a segunda unidade de geração, que entrou em operação em 2006, também possui Capacidade Instalada de 65 MW, resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e Energia Assegurada de 466,81 GWh por ano. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, o prazo de outorga de Monte Claro foi estendido para 06 de novembro de 2039.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Castro Alves (Complexo CERAN). Em março de 2008, a primeira unidade de geração da UHE Castro Alves entrou em operação, com Capacidade Instalada total de 43,4 MW. Em abril de 2008, a segunda unidade de geração entrou em operação, com Capacidade Instalada de 43,4 MW. A usina tornou-se completamente operacional em junho de 2008 (quando a terceira unidade de geração iniciou as operações), resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e energia assegurada de 523,85 GWh por ano. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, o prazo de outorga de Castro Alves foi estendido para 19 de outubro de 2039.

14 de Julho (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da UHE 14 de Julho se tornou operacional em dezembro de 2008 e a segunda unidade de geração tornou-se completamente operacional em março de 2009. Esta usina tem uma capacidade total instalada de 100 MW e uma energia assegurada de 395,95 GWh por ano. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, o prazo de outorga de 14 de Julho foi estendido para 13 de novembro de 2039.

Estamos constantemente avaliando medidas alternativas para melhoria de nossos resultados. Atualmente, estão em andamento discussões com a ANEEL e outras entidades do setor de transmissão, referentes a possibilidade de transferência da Subestação Monte Claro à Rede Básica, o que reduziria os custos de manutenção e a responsabilidade da CERAN nesses ativos.

Barra Grande. Essa UHE se tornou completamente operacional em maio de 2006, com uma Capacidade Instalada de 690 MW e energia assegurada de 3.334,05 GWh por ano. A CPFL Renováveis detém 25,01% da participação na BAESA – Energética Barra Grande S.A., que possui a outorga da concessão para explorar o aproveitamento hidrelétrico desta usina. Os outros participantes da *joint-venture* são Alcoa (42,18%), CBA – Companhia Brasileira de Alumínio (15%), DME – Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas (8,82%) e Barra Grande Participações S.A. (9%). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, o prazo de outorga de Barra Grande foi estendido para 6 de março de 2041.

Campos Novos. Em 2022, após o exercício de seu direito de preferência na aquisição das ações detidas anteriormente pela Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica (“CEEE-G”), a CPFL Geração passou a deter participação de 52,12% na ENERCAN, uma companhia formada por um consórcio de empresas dos setores público e privado ao qual foi outorgada, em maio de 2000, uma concessão de 35 anos para construção, financiamento e operação da UHE Campos Novos. A usina foi construída no Rio Canoas, no Estado de Santa Catarina e se tornou completamente operacional em maio de 2007, com uma Capacidade Instalada de 880 MW e energia assegurada estimada de 3.348,07 GWh por ano, da qual atualmente nossa participação é de 1.744,68 GWh por ano. Os demais acionistas da ENERCAN são a CBA Energia (25,44%) e Pollarix S.A. (22,44%). A usina é operada pela ENERCAN, sob a supervisão da CPFL Geração. Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, o prazo de outorga de Campos Novos foi estendido para 6 de janeiro de 2039.

Foz do Chapecó. Detemos participação de 51% na Chapecoense, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas dos setores privado e público, para qual foi concedida uma concessão de 35 anos em novembro de 2001 a fim de construir, financiar e operar a UHE Foz do Chapecó. Os demais 49% de participação na *joint-venture* estão divididos entre Furnas Centrais Elétricas S.A., que detém uma participação de 40% e a CEEE-G, que detém uma participação de 9%. A usina está localizada no Rio Uruguai, na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A usina se tornou plenamente operacional em março de 2011 com 855 MW de Capacidade Instalada total e Energia Assegurada de 3.581,96 GWh por ano. Vendemos 40% da nossa parcela de energia assegurada deste projeto para afiliadas do nosso grupo e 60% por meio de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, ou CCEARs. Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 11.412/2022, o prazo de concessão de Foz do Chapecó foi estendido em 680 dias. Posteriormente, a Resolução Autorizativa nº 14.896/2023 estendeu o prazo de outorga de Foz do Chapecó para 02 de fevereiro de 2042.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Luis Eduardo Magalhães (Lajeado). Detemos uma participação de 4,15% (59,93% de 6,93%) na energia assegurada da UHE Luis Eduardo Magalhães, também conhecida como UHE Lajeado. A usina está localizada no rio Tocantins, no Estado do Tocantins, tendo se tornado completamente operacional em novembro de 2002, com uma Capacidade Instalada total de 902,5 MW e energia assegurada de 4.203,92 GWh por ano. A usina foi construída pela Investco S.A., um consórcio que compreende a Lajeado Energia, EDP (Energias de Portugal), CEB (Companhia Energética de Brasília) e Paulista Lajeado (que adquirimos em 2007). Em 2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, o prazo de outorga de Luís Eduardo Magalhães (Lajeado) foi estendido para 22 de setembro de 2035.

Usinas Termelétricas

Nós operamos duas usinas termelétricas (“UTEs”). A Termonordeste, que começou as operações em dezembro de 2010, e a Termoparaíba, que começou as operações em janeiro de 2011, nos termos das autorizações da ANEEL, são supridas por óleo combustível do complexo EPASA, com Capacidade Instalada total de 341,7 MW e Energia Assegurada total de 2.170 GWh por ano.

Em 31 de dezembro de 2023, possuíamos uma participação total de 53,34% na Termonordeste e Termoparaíba. As UTEs Termonordeste e a Termoparaíba estão localizadas na cidade de João Pessoa, no estado da Paraíba. A energia elétrica dessas usinas foi vendida por meio de CCEARs, e parte dessa energia foi adquirida por nossas próprias distribuidoras. Em 2018, a ANEEL aprovou a Resolução nº 822/2018, permitindo que as usinas termelétricas realizassem e fossem compensadas pela recuperação das reservas operacionais do sistema para controle de frequência como um serviço auxiliar. Assim, a partir de outubro de 2018, a cada semana, usinas termelétricas podem oferecer preços de até 130% do seu custo de despacho atual, e o ONS programa o despacho considerando o menor custo para o sistema elétrico. A Resolução nº 822/2018 representa o reconhecimento por parte da ANEEL das despesas adicionais incorridas por usinas termelétricas para responder aos despachos intermitentes do ONS devido à variação na geração de energia intermitente com restrições operacionais em usinas hidrelétricas. O aumento de 30% no preço sobre o custo operacional das usinas está sendo testado pela ANEEL enquanto a agência examina os preços oferecidos pelas usinas termelétricas, e tem como objetivo compensar a manutenção e o consumo de combustível decorrente das necessidades das usinas de iniciar e interromper as operações em vários momentos ao longo de qualquer semana específica. Antes da Resolução nº 822/2018, tais custos adicionais eram pagos pelas usinas termelétricas com o objetivo de prestar um serviço auxiliar aos clientes para controle de frequência.

A UTE Carioba, possuía uma Capacidade Instalada de 36 MW. Entretanto, está oficialmente desativada desde 19 de outubro de 2011, conforme previsto na Portaria nº 4.101 de 2011, sua concessão foi extinta pelo Poder Concedente, a pedido da CPFL, através da Portaria do Ministério de Minas e Energia (“MME”) nº 315, de 12 de agosto de 2019.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCH”) e Central Geradora Hidrelétrica (“CGH”)

Em 31 de dezembro de 2023, todas as nossas Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas estavam sob a gestão da CPFL Renováveis. Para fins de simplificação, a CPFL denomina como PCHs, no âmbito deste FRE, as usinas hídricas que possuem até 30 MW de potência. Por sua vez, as CGHs são as usinas hídricas com potência de até 5 MW que consistem em dois grupos de instalações:

- Nove dessas usinas eram originalmente gerenciadas conjuntamente com suas empresas de distribuição associadas dentro de nosso segmento de Distribuição. A Lei nº 12.783/13, de 11 de janeiro de 2013, especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição obtidas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Sob a Lei nº 12.783/13, estas concessões podem ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e de baixas tarifas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 previu que os titulares de concessões que estavam prestes a expirar em 2015, 2016 e 2017 poderiam

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

requisitar a renovação antecipada em 2013, sob certas condições. No entanto, a Resolução nº 521/12 publicada pela ANEEL, em 14 de dezembro de 2012, estabeleceu que as concessões de geração a serem renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13 devem ser divididas em entidades operacionais separadas de empresas de distribuição, nos casos em que a Capacidade Instalada da entidade concessionária original exceda 1 MW. Em 10 de outubro de 2012, em antecipação da Lei nº 12.783/13, requisitamos a renovação antecipada das concessões detidas por nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (atualmente, todas elas incorporadas pela CPFL Santa Cruz), que foram originalmente concedidas em 1999 por um prazo de 16 anos. Em conformidade com o requisito de divisão nos termos da Resolução nº 521/12, fomos obrigados a separar as atividades de geração e distribuição de três usinas, Rio do Peixe I e II e Macaco Branco, cujas instalações de geração foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras em 29 de agosto de 2013. Naquela época, nossa administração decidiu, por razões operacionais, segregar as atividades de geração e distribuição das seis instalações restantes detidas pelas cinco subsidiárias de distribuição (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião), cujas instalações de geração também foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras. Em 4 de dezembro de 2012, as concessões das usinas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco foram renovadas para um período de 30 anos sob a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Os contratos de concessão desses empreendimentos foram transferidos da CPFL Centrais Geradoras para a CPFL Geração em 30 de setembro de 2015. Em 22 de setembro de 2020, por meio das Resoluções Autorizativas ANEEL nº 9.229 e 9.230/2020, as concessões foram transferidas da CPFL Geração para a CPFL Renováveis. Posteriormente, em janeiro de 2021, Macaco Branco (2 MW) teve o término de sua operação em decorrência da necessidade de desapropriação das áreas ocupadas pela usina para a implantação de barragens do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE), que visam incrementar e aprimorar a oferta hídrica para as Bacias de Piracicaba, Capivari e Jundiá (PCJ) e Sistema Cantareira, mediante indenização. A CPFL já solicitou para a ANEEL a instrução do processo de extinção da concessão. O processo ainda tramita na autarquia.

- A instalação remanescente, Cariobinha, era detida pela CPFL Geração, desde a assinatura do contrato de concessão, porém, com a conclusão do projeto Unio, foi transferida para a CPFL Renováveis. Desde 2016, deixamos de incluir a Cariobinha em nossa Capacidade Instalada e dados de Energia Assegurada, já que a instalação está inativa. Também requeremos a encerrar a concessão da Cariobinha. Em resposta à nossa solicitação de rescisão, em 17 de julho de 2018, o MME publicou a Portaria nº 304/2018, que encerrou a concessão de Cariobinha, sem reversão de ativos. Em setembro de 2019, a SCG/ANEEL publicou o Despacho nº 039/2019, que declarou nulo o contrato de concessão da Cariobinha. De acordo com a lei local que nos permitiu incluir Cariobinha em nossos ativos gerados, estamos organizando a devolução das instalações de Cariobinha ao município de Americana, onde está instalada.

Em 4 de dezembro de 2012, as concessões das usinas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco¹ foram renovadas para um período de 30 anos sob termos da Lei nº 12.783/13. As renovações dessas concessões ficaram sujeitas às seguintes condições:

- (i) A energia gerada deve ser vendida para todas as empresas de distribuição no Brasil de acordo com as cotas definidas pela ANEEL (anteriormente, a energia era vendida somente para a subsidiária de distribuição relacionada);
- (ii) A receita anual da concessionária é definida pela ANEEL, sujeita a revisões tarifárias (anteriormente, os preços de energia eram definidos contratualmente e ajustados de acordo com o IPCA); e

¹ Conforme indicado no item anterior, em janeiro de 2021 a concessão de Macaco Branco teve seu término de operação decretado dada a implantação de barragens do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE) para aprimoramento de atendimento da região de Piracicaba, Capivari e Jundiá. A referida suspensão comercial foi oficializada em 3 de janeiro de 2021 mediante a publicação do Despacho nº 569/2021 e a suspensão da Receita Anual de Geração (RAG) foi também suspensa com a publicação do Despacho nº 848/2021. Consta ainda em tramitação na ANEEL processo para extinção da concessão da usina.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- (iii) Os ativos que permaneceram não amortizados na data de renovação seriam indenizados, e o pagamento de indenização não seria considerado como receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou ativos existentes que não foram indenizados seria considerada como receita anual.

As tabelas a seguir definem certas informações relativas às nossas instalações de usinas hidrelétricas, termelétricas PCHs e CGHs pertencentes às controladoras CPFL Geração, CPFL Renováveis, Paulista Lajeado e Chapecoense em 31 de dezembro de 2023:

- Usinas Hidrelétricas com Potência Instalada Maior que 50 MW**

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE	Serra da Mesa ⁽¹⁾	51,54%	657,14	1275	10/05/2046	2734,68	5305,9
UHE	14 de Julho	65,00%	65,00	100	13/11/2039	257,37	395,95
UHE	Monte Claro	65,00%	84,50	130	06/11/2039	303,49	466,91
UHE	Castro Alves	65,00%	84,50	130	19/10/2039	340,50	523,85
UHE	Foz do Chapecó	51,00%	436,05	855	02/02/2042	1826,79	3581,96
UHE	Campos Novos	52,12%	458,57	880	06/01/2039	1744,67	3348,07
UHE	Barra Grande	25,01%	172,57	690	06/03/2041	779,95	3118,56
UHE	Luis Eduardo Magalhães (Lajeado)	6,93%	37,45 ⁽²⁾	902,49	22/09/2035	174,595 ⁽²⁾	4203,92
	Subtotal		1.995,78	4.962,49		8.162,04	20.945,12

(1) A concessão para Serra da Mesa é detida por Furnas. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi prorrogada até 12 de novembro de 2039. Em 2016, devido à repactuação do GSF, a concessão de Serra da Mesa foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.055/2016. Posteriormente, devido continuidade dos efeitos do GSF, a concessão da UHE Serra da Mesa foi novamente prorrogada para 10/05/2046, de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 11.345/2022. Temos um direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada dessas instalações, sob um contrato de arrendamento de 30 anos.

(2) A CPFL Jaguari Geração possui 59,93% da empresa Paulista Lajeado, que por sua vez possui 6,93% da participação da Usina Luís Eduardo Magalhães (Lajeado).

OBS: Usinas inativas. Desde 2016, deixamos de incluir a Carioba e a Cariobinha em nossos dados de Capacidade Instalada e Energia Assegurada, já que as instalações estão inativas. Em 17 de julho de 2018, o MME publicou a Portaria nº 304/2018, que encerrou a concessão de Cariobinha, sem reversão de ativos. Em 14 de agosto de 2019, o MME publicou a Portaria nº 315/2019, que encerrou a concessão de Carioba, sem reversão de ativos.

- Usinas Termelétricas a Óleo Combustível**

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UTE	Termonordeste	53,34%	91,13	170,85	12/12/2042	578,47	1.084,49

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

UTE	Termoparaíba	53,34%	91,13	170,85	07/12/2042	578,93	1.085,36
	Subtotal		182,26	341,70		1.157,40	2.169,85

- **Centrais Geradoras Hidrelétricas (Menores que 5 MW dispensadas de concessão e autorização)⁽¹⁾**

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência CPFL (MW)	Potência (MW)	Fim de Outorga
CGH	Gavião Peixoto	100,00%	4,80	4,80	n/a
CGH	Capão Preto	100,00%	4,30	4,30	n/a
CGH	Chibarro	100,00%	2,60	2,60	n/a
CGH	Lençóis	100,00%	1,68	1,68	n/a
CGH	Buritis	100,00%	0,80	0,80	n/a
CGH	Turvinho	100,00%	0,80	0,80	n/a
CGH	Santa Alice	100,00%	0,62	0,62	n/a
CGH	São José	100,00%	0,79	0,79	n/a
CGH	São Sebastião	100,00%	0,68	0,68	n/a
CGH	Pinheirinho	100,00%	0,64	0,64	n/a
CGH	Lavrinha ²	100,00%	0,33	0,33	n/a
CGH	Diamante	100,00%	4,23	4,23	n/a
CGH	Saltinho	100,00%	0,80	0,80	n/a
CGH	Pirapó	100,00%	0,76	0,76	n/a
CGH	Guaporé	100,00%	0,67	0,67	n/a
CGH	Andorinhas	100,00%	0,51	0,51	n/a
CGH	Salto Grande	100,00%	4,55	4,55	n/a
CGH	Santana	100,00%	4,32	4,32	n/a
CGH	Três Saltos	100,00%	0,64	0,64	n/a
CGH	Socorro	100,00%	1,00	1,00	n/a
CGH	Monjolinho	100,00%	0,60	0,60	n/a
			36,12	36,12	

- (1) Projetos hidrelétricos com uma Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW que são registrados na autoridade reguladora e o administrador de concessões de energia, mas não necessitam de processos de autorização ou concessão para funcionamento.
- (2) Apesar de ainda termos a responsabilidade sobre a outorga, esta usina não consta mais no portfólio de usinas em operação.

Em 31 de dezembro de 2023, nós possuíamos uma participação de 100% na CPFL Renováveis, uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, ERSA – Energias Renováveis S.A., que detém nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nos tornamos um dos maiores grupos de geração de energia renovável do Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. A CPFL Renováveis investe em fontes de produção independente de energia renovável, tais como PCHs, usinas eólicas, usinas termelétricas a biomassa e usinas de energia solar fotovoltaicas no mercado brasileiro. A CPFL Renováveis tem uma vasta experiência no desenvolvimento, aquisição, construção e operação de usinas de geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis. A CPFL Renováveis opera em oito estados brasileiros e seus negócios contribuem para o desenvolvimento econômico e social local e regional. Ao longo de 2020, ocorreu a transferência das participações detidas pela CPFL Geração para a CPFL Renováveis das usinas Barra Grande, Serra da Mesa – sob concessão de Furnas, Macaco Branco, Rio do Peixe I e II e as 5 CGHs antes detidas pela CPFL Centrais Geradoras (Santa Alice, São José, Turvinho, São Sebastião e Pinheirinho).

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Capacidade Instalada Existente

Segue a descrição de nossas usinas de geração renovável, existentes e operacionais.

Pequenas Centrais Hidrelétricas

Pequenas Centrais Hidrelétricas são usinas com capacidade de geração entre 5 MW e 30 MW e uma área de reservatório de até três quilômetros quadrados. Uma típica Pequena Central Hidrelétrica opera sob um sistema de “fio d’água” e, como resultado, poderá sofrer ociosidade quando o fluxo de água disponível é menor do que a capacidade de entrada da turbina. Se os fluxos são maiores do que a capacidade do equipamento, a água flui através de um caminho de derramamento. Pequenas Centrais Hidrelétricas estão autorizadas para participar do MRE, e, neste caso, a quantidade de energia vendida pela usina depende unicamente do seu certificado de garantia e não de sua produção de energia individual.

A CPFL Renováveis operava até 2023, 46 Pequenas Centrais Hidrelétricas, sob o regime de concessão, autorização e registro, todas localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Paraná e Rio Grande do Sul. Atualmente, a CPFL Renováveis opera todas as PCHs do Grupo CPFL.

Houve inúmeras revisões, consistindo principalmente em reduções, para a Energia Assegurada da CPFL Renováveis, por conta da redução no desempenho operacional esperado.

A automação das usinas nos permite realizar o controle, supervisão e operação remotamente. Desde que a CPFL Energia adquiriu os negócios da CPFL Renováveis, estabelecemos um centro de operação para o gerenciamento e monitoramento de nossas usinas na cidade de Jundiaí, no estado de São Paulo. No que diz respeito ao controle remoto, supervisão e operação de ativos de energia eólica, nós também estabelecemos um centro de monitoramento remoto na cidade de Fortaleza, no estado do Ceará.

Usinas Termelétricas a Biomassa

Usinas Termelétricas a Biomassa são geradoras que usam a combustão de matéria orgânica para a produção de energia. Esta matéria orgânica pode incluir produtos como bagaço de cana-de-açúcar, carvão vegetal, biogás, licor negro, casca de arroz e cavacos de madeira. A energia a biomassa é renovável e gera menos poluição do que outras formas de energia, tais como as obtidas com o uso de combustíveis fósseis (petróleo e carvão mineral). O período de construção de Usinas Termelétricas a Biomassa é mais curto do que o de Pequenas Centrais Hidrelétricas. O investimento necessário por MW instalado para a construção de uma Usina Termoelétrica a Biomassa é proporcionalmente menor do que o investimento para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Por outro lado, a operação de uma Usina Termoelétrica à Biomassa é geralmente mais complexa, pois envolve a aquisição, a logística e a produção de insumos orgânicos usados para geração de energia. Por este motivo, os custos operacionais de Usinas Termelétricas à Biomassa tendem a ser mais elevados do que os custos operacionais de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Apesar de serem mais complexas, as Usinas Termelétricas à Biomassa podem se beneficiar de: (i) rápido licenciamento ambiental, já que se trata apenas das atividades de menor complexidade operacional relacionadas à cogeração de energia (caldeira e tubo gerador), (ii) combustível abundante no Brasil, que pode surgir de subprodutos de outras atividades (ex: cavacos de madeira) e (iii) proximidade com os consumidores, reduzindo os custos de transmissão. Os custos de logística e aquisição de combustível são significativamente mais baixos para Usinas Termelétricas a Biomassa em comparação com usinas termelétricas de fontes não renováveis. Adicionalmente, mesmo elas sendo elegíveis para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, estabelecido pelo Protocolo de Kyoto (“MDL”), o mecanismo correspondente estabelecido pelo Acordo de Paris (Mecanismo de Desenvolvimento Sustentável, ou “MDS”) ainda a ser regulamentado, e ter o potencial para gerar créditos de carbono, as usinas termelétricas a biomassa instaladas no Brasil têm encontrado dificuldades em obter aprovação de projetos devido a questões relativas ao formato de suas caldeiras e à metodologia do processo de aprovação.

A CPFL Renováveis atualmente possui 7 Usinas Termelétricas a Biomassa sob o regime de autorização, localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

UTE Alvorada. A UTE Alvorada, localizada na cidade de Araporã, no Estado de Minas Gerais, iniciou suas operações em novembro de 2013. A capacidade instalada total da UTE Alvorada é de 50 MW e a energia assegurada é de 10 MW médios. Este projeto tem um PPA associado em vigor até 2032 com a CPFL Brasil.

UTE Bioenergia. Em parceria com a Baldin Bioenergia, construímos uma usina de cogeração na cidade de Pirassununga, no Estado de São Paulo, a qual entrou em operação em agosto de 2010. Esta usina de cogeração tem 45 MW de capacidade instalada total. A usina possui uma energia assegurada de 6,9 MW médios e toda esta energia elétrica é vendida para a CPFL Brasil.

UTE Bio Buriti. Em março de 2010, a CPFL Bio Buriti, que foi formada para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana-de-açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A usina da CPFL Bio Buriti, localizada na cidade de Buritizal, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em outubro de 2011. A capacidade instalada total desta usina é de 74,25 MW. A CPFL Bio Buriti possui um contrato de aquisição de energia associado de 21 MW médios, em vigor até 2030 com a CPFL Brasil.

UTE Bio Ester. Em outubro de 2012, a CPFL Renováveis concluiu a aquisição dos ativos de energia elétrica e cogeração de vapor da SPE Lacenas Participações Ltda., que controla a UTE Bio Ester, localizada no município de Cosmópolis, no estado de São Paulo. Os ativos possuem capacidade instalada total de 40 MW. Cerca de 7 MW médios de energia de cogeração da Usina Termelétrica Ester foram comercializados no leilão de fontes alternativas de energia de 2007, por um período de 15 anos. O restante de energia produzida é vendido no mercado livre por 21 anos.

UTE Bio Ipê. Em março de 2010, a CPFL Bio Ipê, constituída para desenvolver projetos de geração de energia usando bagaço de cana-de-açúcar, celebrou um acordo de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos a biomassa. A usina da CPFL Bio Ipê, localizada na cidade de Nova Independência, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em maio de 2012. A capacidade instalada total desta usina é de 25 MW. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia associado de 8,17 MW médios, em vigor até 2030, e a energia foi inteiramente vendida para a CPFL Brasil.

UTE Bio Pedra. Em março de 2010, a CPFL Bio Pedra, que criamos para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana-de-açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A usina da CPFL Bio Pedra, localizada na cidade de Serrana, no estado de São Paulo, iniciou as operações em maio de 2012, com uma capacidade instalada total de 70 MW e uma energia assegurada de 24,4 MW médios. A energia elétrica da UTE Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, com CCEARs em vigor até 2027.

UTE Coopcana. A construção da UTE Coopcana começou em 2012 na cidade de São Carlos do Ivaí, no estado do Paraná, e suas operações iniciaram em 28 de agosto de 2013. A capacidade instalada total da UTE Coopcana é de 50 MW e sua energia assegurada é de 13,5 MW médios. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia associado em vigor até 2033 com a CPFL Brasil.

Usina de Energia Solar

Tanquinho. A usina de energia solar Tanquinho, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em novembro de 2012, com uma capacidade instalada total de 1,1 MW. Esperamos que Tanquinho gere 1,7 GWh ao ano.

Parques Eólicos

Energia eólica é aquela derivada da força do vento passando sobre as lâminas de uma turbina eólica e fazendo com que a turbina gire. A quantidade de energia mecânica que é transferida e o potencial de energia elétrica a ser produzido estão diretamente relacionados com a densidade do ar, a área coberta por lâminas de turbina eólica e a velocidade do vento.

A construção de um Parque Eólico é menos complexa do que a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, uma vez que consiste na preparação da fundação e instalação de turbinas eólicas, que são montadas no local pelos fornecedores. O período de construção de um Parque Eólico é menor do que de uma Pequena Central Hidrelétrica. O investimento por MW instalado para a construção de um Parque Eólico é proporcionalmente

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

menor do que o investimento para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Em contrapartida, a operação pode ser mais complexa e há mais riscos associados com a variabilidade dos ventos, especialmente no Brasil, onde há um pequeno histórico de medição de vento.

Certas regiões do Brasil são mais favoráveis em termos de velocidade de vento, com altas velocidades médias e baixa volatilidade, conforme medido pela variação de velocidade, permitindo maior previsibilidade no volume de energia eólica a ser produzido. Parques Eólicos operam de modo complementar com usinas hidrelétricas, uma vez que a velocidade do vento é geralmente mais elevada em períodos de seca e, portanto, viabiliza a preservação de água nos reservatórios em períodos de escassez de chuva. A operação complementar de Parques Eólicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas deverá permitir-nos “estocar” energia potencial nos reservatórios das Usinas Hidrelétricas durante o período de alta geração de energia eólica. Estimativas da Abeeólica – Associação Brasileira de Energia Eólica indicam um potencial de energia eólica de 500 GW no Brasil, um volume que ultrapassa significativamente a capacidade total instalada do país de 21 GW, em dezembro de 2021, 24 GW em dezembro de 2022 e 30 GW em dezembro de 2023, e, de acordo com a ANEEL, sinalizando um potencial elevado de crescimento neste segmento. Parques Eólicos também são elegíveis ao MDL e possuem potencial de geração de carbono para venda.

Atualmente temos 49 usinas eólicas sob o regime de autorização, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

Complexo Atlântica. O complexo Atlântica é composto pelos Parques Eólicos Atlântica I, II, IV e V. O complexo possui capacidade instalada total de 120 MW. A energia elétrica desses parques eólicos foi vendida por meio de um Leilão de energia alternativa realizado em 2010, ou o Leilão de Fontes Alternativas de 2010, com os CCEARs em vigor até 2033. O complexo Atlântica iniciou suas operações em março de 2014.

Bons Ventos. O parque eólico Bons Ventos, no estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 50 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Bons Ventos foi concluída em junho de 2012.

Campo dos Ventos II. Em 2010, a CPFL adquiriu o Parque Eólico Campo dos Ventos II nas cidades de João Câmara e Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte, que iniciou suas operações em setembro de 2013. Este parque eólico possui capacidade instalada de 30 MW. A energia elétrica de Campo dos Ventos II foi vendida através de um leilão realizado em 2010, com PPAs em vigor até agosto de 2033.

Canoa Quebrada. O parque eólico Canoa Quebrada, no estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 57 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Canoa Quebrada foi concluída em junho de 2012.

Enacel. O parque eólico Enacel, no estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 31,5 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Enacel foi concluída em junho de 2012.

Complexo Eurus. O complexo Eurus é composto pelos Parques Eólicos Eurus I e Eurus III. O complexo possui capacidade instalada total de 60 MW. O complexo Eurus vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva 2010.

Foz do Rio Choró. O Parque Eólico Foz do Rio Choró, no estado do Ceará, iniciou suas operações em janeiro de 2009. Possui uma capacidade instalada de 25,2 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás sob o Programa Proinfa para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA vigora até junho de 2029.

Icaraizinho. O Parque Eólico de Icaraizinho, no estado do Ceará, iniciou suas operações em outubro de 2009. Possui uma capacidade instalada de 54,6 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás sob o Programa Proinfa para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA vigora até outubro de 2029.

Complexo Macacos. O complexo Macacos é composto pelos Parques Eólicos Pedra Preta, Costa Branca, Juremas e Macacos. O complexo possui capacidade instalada total de 78,2 MW. O complexo de Macacos vendeu sua energia através do Leilão de Fontes Alternativas de 2010.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Complexo Morro dos Ventos. O complexo Morro dos Ventos é composto pelos Parques Eólicos Morro dos Ventos I, Morro dos Ventos III, Morro dos Ventos IV, Morro dos Ventos VI e Morro dos Ventos IX. O complexo possui capacidade instalada total de 145,2 MW. O complexo Morro dos Ventos vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva 2009.

Morro dos Ventos II. O parque eólico Morro dos Ventos II, no estado do Rio Grande do Norte, possui capacidade instalada de 29,2 MW. Este parque eólico iniciou suas operações em abril de 2015.

Paracuru. O Parque Eólico Paracuru, no estado do Ceará, iniciou suas operações em 29 de novembro de 2008. Possui capacidade instalada de 25,2 MW e um PPA associado em vigor até novembro de 2028.

Pedra Cheirosa. O Complexo Pedra Cheirosa, localizado no estado do Ceará, é composto pelos Parques Eólicos Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II, que possuem capacidade instalada total de 48,3. Este complexo eólico iniciou suas operações em junho de 2017.

Praia Formosa. O Parque Eólico Praia Formosa, no estado do Ceará, iniciou suas operações em agosto de 2009. Possui capacidade instalada de 105 MW e um acordo associado com a Eletrobrás sob o Programa Proinfa para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA vigora até agosto de 2029.

Parque Eólico Rosa dos Ventos. Em junho de 2013, a CPFL Renováveis adquiriu o Parque Eólico Rosa dos Ventos (campos de Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), localizado no estado do Ceará. Este parque eólico tem capacidade instalada de 13,7 MW e a energia elétrica produzida pela Rosa dos Ventos está sujeita a um acordo com a Eletrobrás no âmbito do Programa Proinfa.

Complexo Santa Clara. O complexo de Santa Clara, no estado do Rio Grande do Norte, abrange sete parques eólicos com uma capacidade instalada de 188 MW e um CCEAR associado em vigor até junho de 2032. Os parques eólicos de Santa Clara venderam energia através do Leilão de Energia de Reserva de 2009.

Complexos São Benedito e Campo dos Ventos. O complexo de São Benedito é composto pelos parques eólicos Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, São Domingos, Ventos de São Martinho e Santa Úrsula. Os parques eólicos São Domingos e Ventos de São Martinho, anteriormente parte do complexo Campo dos Ventos, foram alocados ao complexo de São Benedito para aumentar as sinergias. O complexo Campo dos Ventos é composto pelos Parques Eólicos Campo dos Ventos I, III e V. Juntos, os Complexos São Benedito e Campo dos Ventos possuem capacidade instalada de 231 MW.

Taíba Albatroz. O Parque Eólico Taíba Albatroz, no estado do Ceará, tem uma capacidade instalada de 16,5 MW e um acordo de associação com a Eletrobras sob o Programa Proinfa para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do Parque Eólico Taíba Albatroz foi concluída em junho de 2012.

Complexo Eólico Gameleira. O complexo eólico da Gameleira é composto pelos parques eólicos Gameleira, Figueira Branca, Costa das Dunas e Farol de Toros. Está localizado no estado do Rio Grande do Norte com capacidade instalada total de 81,7 MW e Energia Assegurada total de 359,2 GWh/ano. Em agosto de 2018, o complexo eólico Gameleira vendeu 12,0 MW médios da energia em leilão e o restante no Mercado Livre.

A tabela a seguir apresenta certas informações relativas às nossas principais instalações renováveis, detidas pela CPFL Renováveis (100,00% de nossa participação), em operação em 31 de dezembro de 2023:

- **Usina Solar Fotovoltaica**

Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL MWh	MWh
Tanquinho ⁽¹⁾	100,00%	1,10	1,10	n/a	1,49	1,49

(1) Usina solar fotovoltaica com Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW dispensado de ato autorizativo conforme consta na Resolução Normativa n° 876/2020, devendo apenas registrar junto a ANEEL sua operação.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- Usina Termelétrica a Biomassa

Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL GWh	GWh
Alvorada ⁽²⁾	100,00%	50,00	50,00	09/11/2043	87,60	87,60
Baldin ⁽²⁾	100,00%	45,00	45,00	27/08/2040	60,44	60,44
Buriti ^{(2) (a)}	100,00%	50,00	74,25	10/07/2041	122,69	182,20
Coopcana ⁽²⁾	100,00%	50,00	50,00	28/08/2043	118,26	118,26
Ester ⁽²⁾	100,00%	40,00	40,00	03/06/2040	77,09	77,09
Ipê (Antiga Ceni) ⁽²⁾	100,00%	25,00	25,00	17/05/2042	113,88	113,88
Pedra	100,00%	70,00	70,00	28/02/2046	178,70	178,70
Subtotal		330,00	354,25		758,66	818,17

(2) Usina que teve a prazo de outorga deslocado devido o parágrafo 12, do artigo 26 da Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, conforme segue: “O agente titular de outorga de autorização para geração de energia elétrica com prazo de 30 (trinta) anos, cuja usina esteja em operação em 1º de setembro de 2020 e que não tenha sido objeto de qualquer espécie de penalidade pela Aneel quanto ao cumprimento do cronograma de sua implantação, terá seu prazo de autorização contado a partir da declaração da operação comercial da primeira unidade geradora, com ajuste, quando necessário, do respectivo termo de outorga, após o reconhecimento pela Aneel do atendimento ao critério estabelecido neste parágrafo”.

(a) Conforme acordo entre a Usina Buriti e a CPFL, a Usina Buriti adquiriu em 2016 uma unidade geradora (“UG”) com capacidade de geração de 24,3 MW. A capacidade instalada desta UG pertence, exclusivamente, à Usina Buriti.

- Usina de Geração Eólica

Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
		Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
Atlântica I	100%	30,00	30,00	28/02/2046	114,76	114,76
Atlântica II	100%	30,00	30,00	04/03/2046	100,74	100,74
Atlântica IV	100%	30,00	30,00	04/03/2046	113,88	113,88
Atlântica V	100%	30,00	30,00	22/03/2046	107,75	107,75
Bons Ventos	100%	50,00	50,00	10/03/2033	143,40	143,40
Campo dos Ventos I ⁽²⁾	100%	25,20	25,20	23/06/2046	119,14	119,14
Campo dos Ventos II	100%	30,00	30,00	18/04/2046	131,40	131,40
Campo dos Ventos III ⁽²⁾	100%	25,20	25,20	05/05/2046	117,38	117,38
Campo dos Ventos V ⁽²⁾	100%	25,20	25,20	04/06/2046	102,49	102,49
Canoa Quebrada BV	100%	57,00	57,00	11/12/2032	210,94	210,94
Canoa Quebrada RV	100%	10,50	10,50	19/06/2037	29,00	29,00
Costa Branca	95%	19,67	20,70	14/10/2046	81,56	85,85
Costa das Dunas	95%	26,98	28,40	11/01/2054	119,00	125,27

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Enacel	100%	31,50	31,50	13/11/2032	59,61	59,61
Eurus I	100%	30,00	30,00	20/04/2046	135,78	135,78
Eurus III	100%	30,00	30,00	25/04/2046	141,04	141,04
Eurus VI	100%	8,00	8,00	25/08/2045	27,68	27,68
Farol de Touros	94%	23,36	24,85	11/01/2054	102,93	109,50
Figueira Branca	100%	10,65	10,65	11/01/2054	47,30	47,30
Foz do Rio Chordó ⁽⁴⁾	100%	25,20	25,20	31/01/2039	64,56	64,56
Gameleira	100%	17,75	17,75	11/01/2054	77,09	77,09
Icaraizinho	100%	54,60	54,60	28/08/2032	193,42	193,42
Juremas	95%	15,30	16,10	29/09/2046	54,93	57,82
Macacos	95%	19,67	20,70	29/09/2046	72,40	76,21
Morro dos Ventos I	100%	28,80	28,80	28/07/2045	118,96	118,96
Morro dos Ventos II	100%	29,16	29,16	14/06/2047	120,01	120,01
Morro dos Ventos III	100%	28,80	28,80	05/08/2045	121,85	121,85
Morro dos Ventos IV	100%	28,80	28,80	05/08/2045	120,36	120,36
Morro dos Ventos IX	100%	30,00	30,00	28/07/2045	125,36	125,36
Morro dos Ventos VI	100%	28,80	28,80	28/07/2045	114,76	114,76
Paracuru ⁽²⁾	100%	25,20	25,20	29/11/2038	110,20	110,20
Pedra Cheirosa I	100%	25,20	25,20	04/08/2049	127,02	127,02
Pedra Cheirosa II	100%	23,10	23,10	23/07/2049	113,88	113,88
Pedra Preta	95%	19,67	20,70	14/10/2046	85,72	90,23
Praia Formosa	100%	105,00	105,00	05/06/2032	252,55	252,55
Santa Clara I	100%	30,00	30,00	02/07/2045	120,10	120,10
Santa Clara II	100%	30,00	30,00	05/08/2045	111,78	111,78
Santa Clara III	100%	30,00	30,00	02/07/2045	109,59	109,59
Santa Clara IV	100%	30,00	30,00	30/07/2045	107,84	107,84
Santa Clara V	100%	30,00	30,00	11/10/2045	108,71	108,71
Santa Clara VI	100%	30,00	30,00	30/07/2045	107,66	107,66
Santa Mônica ⁽²⁾	100%	29,40	29,40	09/12/2046	136,66	136,66
Santa Úrsula ⁽²⁾	100%	27,30	27,30	15/11/2046	145,42	145,42
Ventos de Santo Dimas ⁽²⁾	100%	29,40	29,40	11/10/2046	150,67	150,67
Ventos de São Benedito ⁽²⁾	100%	29,40	29,40	13/08/2046	147,17	147,17
São Domingos ⁽²⁾	100%	25,20	25,20	27/08/2046	117,38	117,38
Ventos de São Martinho ⁽²⁾	100%	14,70	14,70	04/11/2046	74,46	74,46

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Taíba Albatroz ⁽²⁾	100%	16,50	16,50	19/11/2038	58,78	58,78
Lagoa do Mato	100%	3,23	3,23	26/06/2037	12,53	12,53
Subtotal		1.383,44	1.390,24		5.387,60	5.415,94

- (2) Usina que teve a prazo de outorga deslocado devido o parágrafo 12, do artigo 26 da Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, conforme segue: “O agente titular de outorga de autorização para geração de energia elétrica com prazo de 30 (trinta) anos, cuja usina esteja em operação em 1º de setembro de 2020 e que não tenha sido objeto de qualquer espécie de penalidade pela Aneel quanto ao cumprimento do cronograma de sua implantação, terá seu prazo de autorização contado a partir da declaração da operação comercial da primeira unidade geradora, com ajuste, quando necessário, do respectivo termo de outorga, após o reconhecimento pela Aneel do atendimento ao critério estabelecido neste parágrafo”.

- **Usinas Hidrelétricas (menores que 50 MW)**

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE	Rio do Peixe (I e II)	100%	18,06	18,06	04/12/2042	50,72	50,72
PCH	Alto Irani ⁽³⁾	100%	21,00	21,00	01/09/2035	120,01	120,01
PCH	Americana	100%	30,00	30,00	25/03/2029	78,65	78,65
PCH	Arvoredo	100%	13,00	13,00	11/07/2044	68,07	68,07
PCH	Barra da Paciência	100%	23,00	23,00	02/03/2048	130,44	130,44
PCH	Boa Vista II	100%	29,90	29,90	23/05/2051	136,13	136,13
PCH	Cocais Grande	100%	10,00	10,00	05/12/2042	44,85	44,85
PCH	Corrente Grande	100%	14,00	14,00	01/02/2048	74,72	74,72
PCH	Dourados	100%	10,80	10,80	01/04/2029	67,98	67,98
PCH	Eloy Chaves	100%	19,00	19,00	11/10/2029	106,87	106,87
PCH	Esmeril	100%	5,04	5,04	10/11/2029	25,23	25,23
PCH	Figueirópolis	100%	19,41	19,41	25/02/2045	110,38	110,38
PCH	Jaguari	100%	11,80	11,80	12/02/2029	78,84	78,84
PCH	Ludesa	60%	18,00	30,00	10/02/2041	111,43	185,71
PCH	Mata Velha ⁽⁴⁾	100%	24,00	24,00	29/09/2032	114,76	114,76
PCH	Ninho da Águia	100%	10,00	10,00	02/01/2048	56,94	56,94
PCH	Novo Horizonte ⁽⁴⁾	100%	23,00	23,00	12/05/2036	91,10	91,10
PCH	Paíol	100%	20,00	20,00	22/03/2047	96,54	96,54
PCH	Pinhal	100%	6,80	6,80	11/11/2029	32,41	32,41
PCH	Plano Alto	100%	16,00	16,00	02/04/2041	89,97	89,97
PCH	Salto Góes	100%	20,00	20,00	17/03/2048	97,24	97,24
PCH	Santa Luzia Alto ⁽⁴⁾	100%	28,50	28,50	10/10/2049	161,36	161,36

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

PCH	São Gonçalo (Antiga Santa Bárbara)	100%	11,00	11,00	07/06/2047	66,58	66,58
PCH	São Joaquim	100%	8,05	8,05	18/09/2029	49,32	49,32
PCH	Varginha	100%	9,00	9,00	23/06/2046	47,22	47,22
PCH	Várzea Alegre	100%	7,50	7,50	31/03/2048	42,75	42,75
	Subtotal		426,86	438,86		2150,51	2224,79

- (3) Considera 364 dias adicionais na outorga referente ao pedido de excludente de responsabilidade analisado pela ANEEL, onde foi negado 11 meses do pedido realizado (DSP 4.382/2023) e acatado 364 dias (Nota Técnica 855/2023-SCE/SFT/ANEEL).
- (4) Extensão do prazo final da outorga devido aos efeitos do GSF, conforme REH 2.919/2021 e REH 2.932/2021, pendente a publicação da resolução autorizativa.

Expansão da Capacidade Instalada

Com o objetivo de endereçar as projeções de recuperação econômica e de aumento na demanda e também para melhorar nossas margens, estamos continuamente expandindo a nossa Capacidade Instalada de geração renovável.

Usinas em desenvolvimento	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação	Capacidade Instalada	Energia Assegurada
	Estimada	Estimada				Estimada Disponível	Estimada para nós
	(MW)	(GWh/ano)			(%)	(MW)	(GWh/ano)
Cherobim Pequena Central Hidrelétrica	28	145,4	2022	Out/2024	100%	28,0	145

PCH Lucia Cherobim. A PCH Lucia Cherobim está localizada no estado do Paraná e deverá iniciar suas operações em 2024. Espera-se que tenha Capacidade Instalada total de 28 MW e Energia Assegurada total de 145,2 GWh/ano. Em agosto de 2018, a PCH Lucia Cherobim vendeu 16,5 MW médios.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

b. característica do processo de distribuição;

Somos um dos maiores grupos de distribuição de energia elétrica do Brasil, com base na quantidade de energia elétrica que distribuímos em 2023. Juntas, nossas quatro subsidiárias de distribuição fornecem energia elétrica para uma região que abrange 300.593 quilômetros quadrados, predominantemente nos estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Suas áreas de concessão incluem 687 municípios e uma população de 22,9 milhões de pessoas. Juntas, elas forneciam energia elétrica para 10,5 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2023. Nossas subsidiárias de distribuição distribuíram 13,2% do total da energia elétrica distribuída no Brasil em 2023, com base nos dados da EPE.

Possuímos quatro subsidiárias de distribuição de energia elétrica:

- **CPFL Paulista.** A CPFL Paulista fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre 90.486 quilômetros quadrados no estado de São Paulo, com uma população de 10,3 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 234 municípios, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. A CPFL Paulista contava com 4,9 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2023. Em 2023, a CPFL Paulista distribuiu 19.723 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da CPFL Paulista em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Paulista distribuiu 32.711 GWh de energia elétrica em 2023, respondendo por 23,2% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 6,2% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **CPFL Piratininga.** A Companhia Piratininga de Força e Luz, ou CPFL Piratininga, fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre 6.954 quilômetros quadrados na parte sul do estado de São Paulo, com uma população de 4,4 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 27 municípios, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. A CPFL Piratininga contava com 1,9 milhão de consumidores em 31 de dezembro de 2023. Em 2023, a CPFL Piratininga distribuiu 7.557 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da CPFL Piratininga em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Piratininga distribuiu 15.469 GWh de energia elétrica em 2023, representando aproximadamente 11,0% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 2,9% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **RGE.** A RGE fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre 182.904 quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de 7,1 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 381 municípios, incluindo as cidades de Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Uruguaiana, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A RGE tinha 3,1 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2023. Em 2023, a RGE distribuiu 11.390 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas da RGE em sua área de concessão, incluindo as vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a RGE distribuiu 18.571 GWh de energia elétrica em 2023, respondendo por 59,0% do total de energia elétrica distribuída no estado do Rio Grande do Sul e 3,5% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **CPFL Santa Cruz.** A CPFL Santa Cruz fornece energia elétrica para uma área de concessão de 20.250 quilômetros quadrados, com uma população de 1,1 milhões de pessoas que inclui 45 municípios no noroeste do estado de São Paulo, 03 municípios no estado do Paraná e 03 municípios no estado de Minas Gerais. Em 2023, a CPFL Santa Cruz distribuiu 2.033 GWh de energia elétrica para 504 mil consumidores. Considerando as vendas da CPFL Santa Cruz em sua área de concessão, incluindo vendas para Consumidores Cativos e TUSD, a CPFL Santa Cruz distribuiu 3.217 GWh de energia elétrica em 2023, representando 2,3% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 0,6% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.

Rede de Distribuição

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Nossas quatro distribuidoras possuem linhas de distribuição com níveis de tensão que variam, em sua maioria, de 11,9 kV a 138 kV. Essas linhas distribuem energia elétrica a partir do ponto de conexão com a Rede Básica para nossas subestações de energia em cada uma de nossas áreas de concessão. Todos os consumidores conectados a essas linhas de distribuição, tais como Consumidores Livres ou outras concessionárias, estão obrigados a pagar uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (“TUSD”).

Cada uma de nossas subsidiárias possui uma rede de distribuição composta predominantemente de linhas aéreas e subestações com níveis de tensão sucessivamente menores. Os consumidores são classificados em diferentes níveis de tensão, com base na energia elétrica por eles consumida e em sua demanda por energia elétrica. Grandes consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica em níveis de tensão elevados (até 138 kV), ao passo que consumidores industriais e comerciais menores, assim como os residenciais, recebem energia elétrica em faixas de tensão mais baixas (2,3 kV e abaixo).

Em 31 de dezembro de 2023, nossas Redes de Transmissão e Distribuição consistiam em 342.986 quilômetros de linhas de distribuição, incluindo 518.756 transformadores de distribuição e 11.991 km de linhas de distribuição de Alta Tensão entre 23 kV e 138 kV. Naquela data, tínhamos 591 Subestações transformadoras para transformar alta voltagem em média voltagem para posterior distribuição, com capacidade total de transformação de 20.176 megavolt ampères. Dos consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 428 tinham energia elétrica de alta tensão de 69 kV, 88 kV ou 138 kV fornecida através de conexões diretas às nossas linhas de distribuição de alta tensão.

A Companhia esclarece que (i) a receita oriunda de negócios que não sejam a distribuição de energia é irrelevante; e (ii) não possui patentes, marcas ou licenças relevantes para a sua operação.

Performance do Sistema

Perdas de Energia elétrica

Existem dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no curso normal de nossa distribuição de energia elétrica. As perdas comerciais são aquelas que resultam de conexões ilegais, fraudes, erros de faturamento e assuntos semelhantes. As taxas de perda de energia elétrica de nossas subsidiárias de distribuição se comparam favoravelmente à média de outras grandes distribuidoras de energia elétrica brasileiras, de acordo com as informações mais recentes disponíveis da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (“ABRADEE”), uma associação do setor.

Também estamos ativamente empenhados em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraudes ou erros de faturamento. Para isso, em cada uma de nossas quatro subsidiárias de distribuição, implantamos equipes técnicas treinadas para realizar inspeções, melhor monitoramento com relação ao consumo irregular, aumento de substituições de equipamentos de medição obsoletos, e implementamos um sistema para identificar problemas em processos internos que poderiam gerar perdas (por exemplo, faturamento incorreto, falta de leituras, medidores com parâmetros incorretos, entre outros). Realizamos 465,5 mil inspeções de fraudes em campo durante 2023, como resultado do qual faturamos cerca de R\$ 131,3 milhões em relação ao faturamento complementar do consumo retroativo de perdas.

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para cada uma de nossas subsidiárias, a frequência e a duração equivalente das interrupções de energia por consumidor nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023			
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz
FEC ¹	3,26	3,14	3,98	3,22
DEC ²	5,14	4,57	8,63	5,04

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022			
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz
FEC ¹	3,56	3,65	4,63	3,22
DEC ²	5,25	4,95	10,55	4,74

- (1) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (número de interrupções de energia).
 (2) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (em horas).

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, o DEC da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz estão entre os cinco melhores do Brasil, e o FEC entre os dez melhores, em comparação às companhias de tamanho similar. No ano de 2023, as interrupções da RGE foram amplamente impactadas por eventos climáticos de alta severidade que atingiram toda concessão, principalmente no segundo semestre. Ainda assim, a RGE performa abaixo da taxa média de duração e frequência de interrupções das empresas de energia no sul do Brasil. Os indicadores de continuidade do serviço da RGE são comparativamente mais altos que os da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz, principalmente devido aos desafios logísticos na região de sua concessão, que afetam especificamente o DEC da RGE. A CPFL Energia está focada em melhorar os indicadores de continuidade da RGE, investindo continuamente em tecnologia e robustez da rede. Como efeito desse investimento, em 2023 a RGE apresentou seu melhor desempenho histórico tanto em DEC quanto em FEC.

Importante ressaltar que continua vigente o Plano de substituição de postes da RGE com concessão de franquias de DEC para fins de avaliação exclusiva da caducidade. No âmbito do referido Plano, está prevista a substituição de mais de 305 mil postes no período de 2022 a 2025, sendo que já foram executadas 164.642 substituições.

Cabe ressaltar que todas as distribuidoras do Grupo CPFL Energia cumpriram com as metas estabelecidas pelo regulador para os indicadores de continuidade globais em 2023.

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, existe a obrigação regulatória de compensação de nossos consumidores, afetando negativamente nossas receitas. O valor que reembolsamos aos consumidores das distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz foram aderentes aos valores estimados pela CPFL Energia e refletem o desempenho dos indicadores citados no parágrafo anterior. Ressalta-se que em 2023, as empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE passaram por processo de Revisão Tarifária e tal revisão impacta diretamente no componente financeiro desses valores de compensação pagos aos consumidores.

Nossas subsidiárias de distribuição têm tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes de energia elétrica sem interrupção do serviço, permitindo-nos assim, ter baixos índices de interrupção programada, equivalendo a cerca de 7% do total de interrupções em 2023. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndios e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2023, investimos R\$ 1,087 bilhão em nosso segmento de distribuição, principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado, (ii) infraestrutura operacional e (iii) atendimento ao cliente, dentre outros.

Estamos empenhados em melhorar nossos tempos de atendimento para serviços de reparos. Os indicadores de continuidade para a distribuição de energia de todas as distribuidoras do grupo mantiveram níveis de excelência ao mesmo tempo em que cumpriram os padrões regulatórios. Isto também foi resultado, principalmente, da nossa logística operacional eficiente, inclusive do posicionamento estratégico das nossas equipes, da tecnologia e automação da nossa rede e centros de operação, junto a um plano de manutenção e conservação preventivo.

Tarifas

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Tarifas de Distribuição no Varejo. Classificamos nossos consumidores em dois grupos diferentes: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B, com base no nível de tensão em que a energia elétrica lhes é fornecida. Cada consumidor se enquadra em certo nível tarifário definido por lei e com base em sua respectiva classificação. Alguns descontos estão disponíveis dependendo da classificação do consumidor, nível tarifário ou ambiente de negociação (consumidores livres e geradoras). Geralmente, os consumidores do Grupo B pagam tarifas mais altas. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Em contrapartida, os consumidores no Grupo A costumam pagar por tarifas menores, pois seu fornecimento é feito em níveis de tensões mais elevados e podem demandar menor utilização do sistema de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos consumidores finais são determinadas segundo nossos contratos de concessão e regras homologadas pela ANEEL. Esses contratos de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte o item 1.16 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV. As tarifas para os consumidores do Grupo A têm por base os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica no horário do dia em que a energia elétrica é fornecida. Os consumidores podem optar por uma tarifa diferente nos períodos de pico a fim de otimizar o uso da rede elétrica. As tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo A contêm dois componentes: a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a tarifa de energia (TE).

A TUSD, pode ser expressa em Reais por kW ou Reais por kWh, tem por base a cobrança pela demanda de energia elétrica contratada pela parte conectada ao sistema, ou energia elétrica consumida, trata-se da cobrança de custos de transporte de energia, encargos setoriais, custos inerentes a serviços da distribuição, perdas de energia nos sistemas, dentre outros.

A TE, expressa em Reais por MWh, tem por objetivo cobrar pela energia elétrica entregue aos consumidores, os consumidores poderão optar pela compra de energia no Mercado Livre/Ambiente de Contratação Livre nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Para mais detalhes, consulte o tópico “Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico” do item 1.16 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo B recebem energia elétrica em tensão inferior a 2,3 kV (220 V e 127 V). As tarifas para os consumidores do Grupo B são compostas tanto pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) como pelo consumo de energia (TE), ambas cobradas em R\$/MWh.

As tabelas a seguir contêm informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica em 2023 e 2022.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Exercício 2023

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz
Residencial	819,95	818,71	864,34	729,52
Industrial	757,82	762,82	822,86	730,72
Comercial	840,28	816,81	908,79	783,93
Rural	668,65	668,75	681,08	639,66
Outros	650,10	651,74	705,96	623,20
Média Geral	786,39	794,75	825,80	707,95

Exercício 2022

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz
Residencial	821,38	821,53	893,50	742,52
Industrial	746,87	749,51	815,63	728,69
Comercial	816,54	797,49	942,91	782,88
Rural	628,76	639,92	669,38	603,92
Outros	636,34	633,63	679,04	583,63
Média Geral	775,63	787,61	836,87	699,11

De acordo com as regras em vigor, consumidores residenciais podem ser elegíveis para pagar uma tarifa menor, a Tarifa Social de Energia Elétrica, ou TSEE. As famílias elegíveis para se beneficiarem da TSEE são: (i) aquelas registradas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal com renda per capita mensal de ou abaixo da metade do salário-mínimo nacional e (ii) aquelas que recebem o Benefício da Prestação Continuada da Assistência Social. Os descontos variam de 10% a 65% no consumo de energia por mês. Além disso, esses consumidores residenciais não necessitam pagar a tarifa do programa PROINFA ou qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL. Comunidades indígenas e quilombolas recebem energia elétrica de graça até um consumo máximo de 50 kWh.

TUSD. As tarifas de uso no sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL. Em 2023, as receitas das tarifas pelo uso da nossa rede por Consumidores Livres e Consumidores Cativos totalizaram R\$ 23.891 milhões (R\$ 20.187 em 2022).

Tarifas Reguladas de Distribuição

Nossos resultados operacionais são significativamente afetados por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Em particular, a maior parte de nossas receitas é derivada de vendas de energia elétrica a Consumidores Cativos a tarifas reguladas. Em 2023, as vendas para Consumidores Cativos representaram 64,1% da quantidade de energia elétrica que entregamos e 59,4% de nossas receitas operacionais em comparação a 64,2% do volume de energia elétrica que entregamos e 61,4% de nossas receitas operacionais em 2022. Essas proporções podem diminuir se os consumidores migrarem do estado cativo para o estado livre.

Nossas receitas operacionais e nossas margens dependem substancialmente dos processos tarifários, e nossa Administração se concentra em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo brasileiro

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

e outros participantes do mercado para que o processo de tarifação ocorra de forma justa, conforme estabelecido em contrato de concessão.

As tarifas são determinadas separadamente para cada uma das nossas quatro subsidiárias de distribuição da seguinte forma:

- Nossos contratos de concessão preveem um ajuste anual, considerando as alterações em nossos custos, que, para esse fim, são divididos em custos que estão além de nosso controle (conhecidos como Custos da Parcela A) e custos que podemos controlar (conhecidos como Custos da Parcela B). Os Custos da Parcela A incluem, entre outras coisas, aumento de preços nos contratos de fornecimento de longo prazo, e os Custos da Parcela B incluem, entre outros, o retorno do investimento relacionado às nossas concessões e sua expansão, bem como custos operacionais e de manutenção. O repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica aos Consumidores Finais está sujeito a: (a) nossa capacidade de prever com precisão as nossas necessidades energéticas e (b) um teto vinculado a um valor de referência, o Valor Anual de Referência. O Valor Anual de Referência é a média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrente dos preços de energia elétrica de todos os leilões públicos realizados pela ANEEL e CCEE no Mercado Regulado de energia elétrica, a serem entregues em cinco e três anos e aplicável apenas durante os três primeiros anos após o início da entrega da energia elétrica adquirida. Nos termos de acordos que estavam em vigor antes da promulgação dessas reformas regulatórias, repassamos os custos da energia elétrica adquirida, sujeitos a um teto determinado pelo governo brasileiro. O reajuste tarifário anual ocorre todo mês de abril para a CPFL Paulista, a cada junho para a RGE, a cada outubro para a CPFL Piratininga e a cada março para a CPFL Santa Cruz. Não há reajuste anual em um ano com uma revisão periódica.
- Nossos contratos de concessão preveem uma revisão periódica, a cada cinco anos, para a CPFL Paulista, CPFL Santa Cruz e RGE, e a cada quatro anos para a CPFL Piratininga, a fim de restaurar o equilíbrio financeiro de nossas tarifas conforme contemplado nos contratos de concessão, e para determinar um fator de redução (conhecido como o fator X) no valor de qualquer aumento nos Custos da Parcela B repassados a todos os nossos consumidores. A Resolução Normativa nº 457/2011 da ANEEL estabeleceu a metodologia a ser aplicada ao terceiro ciclo de revisão periódica (2011 a 2014). A partir de 2015, a ANEEL agora revisa as metodologias subjacentes aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item, enquanto anteriormente todas as metodologias foram abordadas em ciclos definidos, como em 2008-2010 e 2010-2014. Em 1º de fevereiro de 2022, a REN nº 457/2011 foi revogada pela Resolução Normativa nº 1.003/2022, a qual aprovou a estrutura e submódulos dos Procedimentos Tarifários (PRORET) e consolidou a regulamentação acerca dos processos tarifários, aplicáveis a concessionárias/permissionários de serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica.
- A lei brasileira também prevê uma revisão extraordinária para considerar alterações imprevistas em nossa estrutura de custos. As últimas revisões extraordinárias ocorreram em 24 de janeiro de 2013 e 27 de fevereiro de 2015. O evento de 2013 teve como objetivo ajustar nossas tarifas em decorrência das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.783/13, a qual reduziu o encargo da Conta CDE e eliminou os encargos CCC e Fundo RGR reduzindo os Custos da Parcela A (preços de energia, encargos de uso da rede básica e encargos regulatórios, que nós repassamos para nossos consumidores). Em 2015, as tarifas foram aumentadas para considerar os custos extraordinários devido à diligência integral das usinas térmicas e à exposição involuntária dos distribuidores. Em 12 de julho de 2022, a ANEEL decretou revisão tarifária extraordinária, por meio da Resolução Homologatória nº 3.058, e reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista.

Reajuste tarifário anual (“RTA”) e Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

Em 04 de abril de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.183, que fixou o reajuste médio das tarifas da **Paulista**, com vigência a partir de 08 de abril de 2023. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de 4,89%.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em 13 de junho de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.206, que fixou o reajuste médio das tarifas da **RGE**, com vigência a partir de 19 de junho de 2023. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de 1,10%.

Em 17 de outubro de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.277, que fixou o reajuste médio das tarifas da **Piratiniga**, com vigência a partir de 23 de outubro de 2023. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de -4,37%.

A Resolução Homologatória nº 3.178/2023, de 21 de março de 2023, aprovou o reajuste tarifário da **CPFL Santa Cruz**. O índice de reajuste tarifário anual - IRT foi de 5,65%, com vigência a partir de 21 de março de 2023, sendo 4,41% referentes ao reajuste tarifário econômico e 1,23% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores da Companhia foi de 9,02%.

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

Tarifas de Sistema

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas referentes ao uso desses sistemas e consumo de energia. Diferentes tarifas se aplicam a diferentes categorias de consumidores de acordo com a forma como eles se conectam ao sistema e compram energia. As tarifas são: (i) a TUSD; (ii) tarifas cobradas pelo uso do sistema de transmissão, consistindo na rede básica e suas instalações auxiliares, ou TUST; e (iii) a TE.

TUSD

A TUSD é paga por geradoras e consumidores pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual a geradora ou consumidor está conectado. A TUSD consiste em três tarifas com objetivos distintos:

- A TUSD Fio, que é definida em R\$/kW, dividida em segmentos de tempo de acordo com a categoria tarifária, é aplicada para a demanda de energia elétrica contratada pela parte ligada ao sistema e remunera a concessionária de distribuição e transmissão para os custos de operação, manutenção e renovação do sistema de distribuição. Ele também fornece à concessionária de distribuição uma margem legal.
- A TUSD Encargos, que é definida em R\$/MWh, é aplicada ao consumo de energia elétrica (em MWh) e contempla certos encargos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local, tais como PROINFA, a conta CDE, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (ou TFSEE), ONS e outros. Esses encargos são definidos pelas autoridades regulatórias e vinculados à quantidade de energia realizada pelo sistema.
- A TUSD Perdas compensa perdas técnicas de energia nos sistemas de transmissão e distribuição, bem como perdas não técnicas de energia no sistema de distribuição.

TUST

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres que se conectam diretamente à Rede Básica. Ela se aplica a sua utilização da rede básica e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais das empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas de transmissão. Os usuários da rede, inclusive geradoras, distribuidoras e Consumidores Livres, diretamente se conectaram à rede de transmissão, celebraram contratos com o ONS e companhias de transmissão (representadas pelo ONS) que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de certas tarifas.

Tarifa de Energia (“TE”)

A TE é paga por consumidores cativos e concessionárias ou permissionárias de distribuição pelo consumo de energia, com base no montante de energia elétrica realmente consumida, remunera o custo de energia, determinados encargos regulatórios relacionados ao uso de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu, certas perdas de sistema de transmissão, relacionados ao mercado de Consumidor Cativo, custos com pesquisa e desenvolvimento e Taxa de Fiscalização da ANEEL – TFSEE.

Base de Cálculo de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

A ANEEL tem poderes para reajustar e revisar as tarifas acima em resposta a alterações de custos de compra de energia elétrica e condições de mercado. Ao calcular ou revisar as tarifas de fornecimento de energia elétrica, a ANEEL divide os custos das distribuidoras entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela A, e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B. O reajuste de tarifas baseia-se em uma fórmula que leva em consideração a divisão de custos entre as duas categorias.

Os custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- custos de aquisição mandatória de energia elétrica de Itaipu, Angra I, Angra II e de companhias de geração com contratos renovados nos termos da Lei 12.783/13;
- custos de aquisição de energia elétrica conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;
- custos de energia elétrica adquirida por meio de CCEARs;
- custos associados às perdas de energia do sistema elétrico;
- custos referentes aos encargos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição;
- custos de encargos setoriais;
- custos associados à pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética; e
- custos de receitas irrecuperáveis para empresas sob regimento do novo modelo de contrato regulado de distribuição, o qual se aplica à CPFL Santa Cruz.

Os custos da Parcela B incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- remuneração de capital sobre os investimentos em ativos necessários para as atividades de distribuição de energia;
- cota de reintegração regulatória, mediante à amortização destes ativos;
- custos anuais de instalações móveis e imóveis
- despesas relacionadas à operação e manutenção dos ativos; e
- receitas irrecuperáveis, aplicado apenas às empresas sob regime de contrato antigo (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE).

Cada custo é determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

As tarifas são determinadas, considerando os custos da Parcela A e da Parcela B e certos componentes de mercado usados pela ANEEL, como referência no reajuste de tarifas.

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a revisões tarifárias periódicas de suas tarifas a cada quatro ou cinco anos. Essas revisões visam a:

- assegurar que as receitas serão suficientes para cobrir os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada com relação a investimentos considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora,;
- incentivar as concessionárias a crescer o nível de eficiência, e
- determinar o fator X, que consiste em três componentes:
 - aumentos potenciais de produtividade, com base nos custos, conforme comparado ao crescimento de mercado;
 - qualidade do serviço; e
 - uma meta de trajetória de despesas operacionais.

Os aumentos de produtividade e a meta de despesa operacional são determinados a cada revisão tarifária periódica. A partir do 4º ciclo de revisão periódica, a “qualidade do serviço” é determinada em cada reajuste tarifário anual e na revisão tarifária periódica. Para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados em 2015 e que passam por revisões tarifárias após 24 de fevereiro de 2017, haverá também uma atualização anual do componente de produtividade (Pd).

O fator X é usado para ajustar a proporção da mudança no índice IGP-M, ou IPCA, usado nos reajustes anuais. Assim, após a conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X exige que as distribuidoras dividam os seus ganhos de produtividade com os Consumidores Finais.

Cada contrato de concessão de cada distribuidora também prevê um reajuste anual de tarifa. Em geral, os custos da Parcela A são totalmente repassados aos consumidores. Contudo, os custos da Parcela B são em sua maior parte corrigidos monetariamente em conformidade com o índice econômico (IGP-M ou IPCA) e o Fator X. Para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados sob os termos de novo modelo de contrato de concessão, o índice de inflação utilizado para rerepresentar a Parcela B é o IPCA, para as demais permanece o IGP-M.

Ademais, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a revisão tarifária extraordinária, caso a caso, de maneira a assegurar seu equilíbrio financeiro e a compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que modifiquem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Com a introdução da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, Leis nº 10.847/04 e nº 10.848/04, o MME reconheceu que os custos variáveis associados à compra de energia elétrica podem ser incluídos por meio da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A ou CVA, criada para reconhecer alguns de nossos custos quando do reajuste das tarifas de nossas subsidiárias de distribuição pela ANEEL.

A partir de 2005, os custos incorridos com o PIS e COFINS deixaram de ser considerados nas revisões periódicas como parte da Parcela B, e as concessionárias de distribuição de energia elétrica passaram a ter direito de adicionar tais custos diretamente sobre as tarifas estabelecidas nas revisões periódicas, com base em uma taxa efetiva que é diferente da taxa nominal. O objetivo dessa mudança foi manter a neutralidade no equilíbrio financeiro da concessão, tendo em vista a alteração na forma de arrecadação desses impostos, que se tornou não cumulativa.

Em dezembro de 2011, a ANEEL estabeleceu a metodologia e os procedimentos aplicáveis às novas revisões periódicas do mesmo ano. Anteriormente todas as metodologias eram endereçadas a ciclos determinados, tais como de 2008-2010 e 2010-2014. Desde 2013, variáveis, tais como a necessidade de despacho de usinas termelétricas, têm feito com que as distribuidoras incorram em custos extraordinários que excedem sua capacidade de pagamento. Para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras a esses custos, uma parte dos custos de energia foram reembolsados pela Conta CDE (nos termos do Decreto nº 7.945/2013), e a Conta ACR (nos termos do Decreto nº 8.221/2014). Esses reembolsos visam a cobrir a totalidade ou parte dos custos

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

incurridos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a dezembro de 2014, referentes: (i) à exposição involuntária no mercado *spot*; e (ii) ao despacho de usinas termelétricas relacionado ao CCEAR. A CCEE, que gerencia a Conta ACR, obteve um empréstimo com 13 bancos para financiar esse pagamento. Desde janeiro de 2015, as distribuidoras têm cobrado tarifas de energia elétrica adicionais de consumidores a fim de amortizar o reembolso da Conta CDE, no período de cinco anos, e o empréstimo, no período de 54 meses. As quotas de CDE definidas pela ANEEL e repassadas aos consumidores já levam em consideração essas obrigações. Além disso, como os custos da Conta CDE e de compra de energia permaneceram altos, a ANEEL aumentou suas tarifas por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicável a todas as companhias de distribuição, de acordo com a Resolução nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é repassar os custos projetados no período de março de 2015 até a data da próxima revisão ou ajuste tarifário das distribuidoras. Em setembro de 2019, a linha de crédito referente à Conta ACR foi paga antecipadamente (a data de vencimento original era abril de 2020) após negociações da ANEEL, MME e CCEE, retirando R\$ 8,4 bilhões das contas de energia elétrica brasileiras até 2020.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico iniciou a implementação de um sistema de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas do consumidor podem estar sujeitas a acréscimos tarifários em uma base mensal, quando os custos de fornecimento de energia chegarem aos níveis especificados e divulgados pela Aneel, permitindo que os consumidores adaptem o seu uso para os custos de energia atuais. Anteriormente, o repasse de custos de energia nas tarifas era fixado anualmente. O sistema de bandeira tarifária foi inicialmente aprovado em 2011 e testado durante 2013 e 2014. Inicialmente, tratava-se de uma bandeira tarifária verde (normal), amarelo (elevada) ou vermelha (crítica), determinada pela ANEEL com base nas condições de geração de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015. A partir de 1º de fevereiro de 2016, o modelo das bandeiras foi alterado pela ANEEL e atualmente consiste em uma bandeira tarifária verde (normal), amarela (alerta) e 2 níveis bandeira tarifária vermelha (crítico nível 1 ou 2). As receitas cobradas no âmbito do sistema de bandeira tarifária são cobradas pelas empresas de distribuição e transferidas para uma Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE, cujos rendimentos são pagos para as distribuidoras com base nos seus custos de energia relativos ao período.

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas de 2013 a 2015, foram aplicadas bandeiras tarifárias vermelhas ao longo de 2015, desde a introdução do sistema em janeiro de 2015. Em 2016, devido a uma melhoria nas condições hidrológicas, bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas na maioria dos meses do ano, mas 2017 consistiu principalmente de bandeiras tarifárias amarelas e vermelhas. Em 2018, as bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas de janeiro a abril e novamente em dezembro, enquanto as bandeiras tarifárias amarelas foram aplicadas em maio e novembro, e bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas de junho a outubro. Em 2019, as bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas de janeiro a abril e novamente em junho, as bandeiras tarifárias amarelas foram aplicadas em maio, julho, outubro e dezembro, e as bandeiras tarifárias vermelhas estágio 1 foram aplicadas em agosto, setembro e novembro. Em 2020, em função dos efeitos da pandemia de COVID-19 e também por decisão da Diretoria da ANEEL, as bandeiras verdes ocorreram entre fevereiro e novembro, retornando apenas em dezembro, mas já em nível 2 da vermelha, em função da retomada do consumo somada a cenário hídrico ruim. Já no exercício de 2021, ainda devido escassez hídrica, não houve ocorrência de bandeiras verdes durante o exercício, sendo que passou a vigorar de janeiro a abril, bandeiras amarelas; maio a agosto, bandeiras vermelhas; e, a partir de setembro até o fim do exercício, vigoraram bandeiras escassez hídrica. A bandeira escassez hídrica perdurou até abril de 2022. A partir de maio de 2022, foi acionada a bandeira verde, que seguiu acionada até o final do ano, em razão da melhora do cenário hidrológico. Em 2023, com a continuidade do cenário energético favorável, em todos os meses do ano perdurou a bandeira verde. Embora esse mecanismo mitigue parcialmente a disparidade de fluxo de caixa, ele pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, e as distribuidoras ainda correm o risco de disparidades de fluxo de caixa no curto prazo.

Procedimentos de Faturamento

O procedimento que utilizamos para faturamento e pagamento da energia elétrica fornecida a nossos consumidores é determinado por categorias de consumidor e de tarifas. As leituras de medidores e o

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

faturamento são realizados mensalmente para os consumidores de baixa tensão, com exceção dos consumidores rurais, cuja leitura é realizada em uma periodicidade que varia de um a dois meses (exceto para RGE e RGE Sul, cuja periodicidade varia de um a três meses), de acordo com a legislação em vigor. As faturas são emitidas com base nas leituras dos medidores ou se as leituras dos medidores não forem possíveis, a partir da média de consumo mensal. Os consumidores de baixas tensões são faturados no prazo máximo de três dias úteis após a leitura, sendo o respectivo vencimento no prazo de até cinco dias úteis a contar da data da apresentação da fatura. Na hipótese de inadimplência, uma notificação acompanhada da fatura do mês seguinte é encaminhada ao consumidor inadimplente, conforme a qual um prazo de 15 dias é concedido para que o saldo devedor seja quitado pelo consumidor inadimplente. Caso o pagamento não seja recebido em até três dias contados do término do prazo de 15 dias, o fornecimento de energia elétrica do consumidor poderá ser suspenso. Nós também podemos tomar outras medidas, tais como a inclusão dos consumidores nas listas de devedores das agências de informação de crédito, ou cobrança extrajudicial ou judicial através de agências de cobrança.

Os consumidores de alta tensão são lidos e faturados mensalmente, sendo o pagamento devido no prazo de cinco dias úteis após o recebimento da fatura. Na hipótese de inadimplência, uma notificação é enviada ao consumidor inadimplente em até dois dias úteis após a data de vencimento, conforme a qual um prazo de 15 dias é concedido para o pagamento. Não ocorrendo o pagamento, em até três dias contados do término do prazo de 15 dias, o fornecimento ao consumidor é interrompido.

De acordo com dados recentes disponibilizados pela ABRADÉE, o percentual de consumidores inadimplentes para nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE) são favoravelmente comparáveis à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão com mais de 90 dias em atraso. Faturas vencidas e em atraso por mais de 360 dias são consideradas irrecuperáveis.

Atendimento ao Consumidor

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores/clientes do segmento de distribuição. Prestamos serviço ao consumidor/cliente 24 horas por dia, sete dias por semana. Os pedidos são recebidos por meio de várias plataformas, como *call centers*, nosso website, SMS, *WhatsApp* e nosso aplicativo de smartphone. Em 2023, atendemos 204,2 milhões de solicitações de clientes. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências, que atendeu 11,7 milhões de solicitações de clientes em 2023. As melhorias implementadas em nosso canal digital (como nossa URA, site, aplicativo e chatbot) e a implementação de um novo canal de atendimento (*WhatsApp*) nos permitiram alcançar 90,3% das solicitações de nossos clientes por meio de canais digitais, reduzindo assim os custos de atendimento ao cliente. Para aprimorar a experiência do cliente, virtualizamos parte de nossas agências, onde o cliente consegue realizar o seu atendimento via vídeo – atendimento.

Comercialização de Energia Elétrica, Serviços e Outros

Operações de Comercialização

Conduzimos as nossas atividades de comercialização de energia elétrica principalmente por meio de nossa subsidiária CPFL Brasil. As funções-chave dessas atividades são:

- aquisição de energia para atividades de comercialização, por meio da celebração de contratos bilaterais com empresas de energia (incluindo nossas subsidiárias de geração e terceiros) e compra de energia em leilões públicos;
- revenda de energia para consumidores ‘livres’ e ‘especiais’;
- revenda de energia para outras comercializadoras;
- revenda de energia às empresas de distribuição (inclusive a CPFL Paulista, a CPFL Piratininga e a RGE), além de outros agentes no mercado de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais; e

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- prestação de serviços de gestão de contratação de energia aos consumidores 'livres' e 'especiais' e geradores, como, por exemplo, orientação sobre suas exigências operacionais, perante a CCEE e outras agências.

Como uma empresa de comercialização na modalidade Varejista, a CPFL Brasil Varejista também é responsável pelo volume de energia elétrica dos consumidores 'livres' e 'especiais', centralizando a gestão de contratos e o relacionamento com a CCEE. Esses consumidores não precisam ser agentes da CCEE, o que simplifica o processo. O foco das atividades da CPFL Brasil Varejista, nessa modalidade de comercialização, está nos potenciais consumidores 'livres' e 'especiais', tais como redes de varejo, bancos, supermercados, universidades, dentre outros.

Os preços de compra e venda energia elétrica no Mercado Livre, praticados pela CPFL Brasil, são determinados por negociações bilaterais com seus fornecedores e clientes.

Transmissão

A transmissão de energia elétrica é o elo entre a geração e distribuição de energia elétrica. As nossas atividades referentes ao segmento de transmissão são conduzidas, principalmente, por meio de nossa subsidiária CPFL Transmissão (através dos contratos de concessão nº 055/2001, nº 080/2002 e nº 01/2011), com equipamentos sob sua concessão distribuídos em 86 subestações (todas situadas no Estado do Rio Grande do Sul), com potência instalada de 15.718 MVA, operando 6.437 km de extensão de linhas de transmissão em tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV.

Além da CPFL Transmissão (empresa mais expressiva do Grupo CPFL no segmento de transmissão), também operam no segmento as empresas CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II, que, em conjunto, possuem equipamentos sob sua concessão em 9 subestações operando em 112 km de extensão de linhas de transmissão.

Tais empresas possuem, como funções-chave, as atividades de construção, operação e manutenção das linhas de transmissão de energia elétrica, bem como a realização de estudos e projetos relacionados a tal atividade.

Serviços

Por intermédio da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total, CPFL GD, CPFL Finanças, CPFL Pessoas, CPFL Infra, CPFL Supre e Alesta, oferecemos aos nossos consumidores uma ampla gama de serviços relacionados à energia elétrica. Esses serviços são projetados para auxiliar nossos clientes a obterem melhoria da eficiência, do custo e da confiabilidade dos equipamentos elétricos por eles utilizados. Nossos principais serviços de valor agregado relacionados à energia elétrica incluem:

- **Sistemas de Transmissão:** A CPFL Serviços oferece soluções de energia em ativos de transmissão de até 138kV, planeja e elabora projetos civis, elétricos e eletromecânicos, realiza logística de materiais e equipamentos, constrói linhas de transmissão, distribuição, subestação e cabines de medição e, além disso, realiza serviços manutenções em instalações elétrica, adotando todos os protocolos de saúde e segurança. Consideram a necessidade de seus clientes para desenvolver as melhores soluções em energia que levam mais segurança energética e operacional, eficiência e competitividade aos negócios.
- **Sistemas de Distribuição:** A CPFL Serviços planeja, constrói e executa manutenção em redes de sistemas de distribuição de energia elétrica de até 34,5kV, inclusive redes elétricas aéreas e subterrâneas, subestações de média tensão e transformadores e soluções de iluminação. Possui significativa experiência no mercado e familiaridade com as diversas normas técnicas aplicáveis em diferentes regiões do Brasil. Em virtude disso, consegue prover soluções de energia de qualidade e tecnologicamente avançadas.
- **Manutenções Elétricas:** A CPFL Serviços oferece serviços de manutenção em instalações de média e alta tensão em um regime pontual ou com programação periódica, sempre com diagnóstico rápido e

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

atendimento preciso. Também realiza serviços de reformas de subestações, manutenção de geradores e manobras em regime de linha viva.

- **Recuperação de Equipamentos:** A CPFL Serviços possui estrutura própria para operação de logística reversa, responsável pela coleta e descarte de todo o material não utilizável da rede elétrica, conta com frota própria equipada com kits ambientais e carrocerias com sistema antivazamento para óleo. A operação de logística reversa tem experiência na renovação de transformadores e equipamentos elétricos de classe de tensão até 36 kV, tanto a óleo mineral ou vegetal. Na parte de transformadores, trabalha com potências de até 500 kVA para restaurar a eficiência. O processo de reforma de equipamentos é certificado de acordo com as normas ISO 9001 e ISO 14001 e possui o selo de certificação de qualidade Inmetro para transformadores de distribuição. Atualmente, a CPFL Serviços possui um parque de regeneração de óleo isolante, bem como um laboratório certificado de acordo com a norma ISO 17025, com a capacidade de executar todos os testes atuais, de acordo com as normas técnicas brasileiras.
- **Sistemas de Autoprodução e programas de eficiência energética:** Os sistemas de autoprodução, anteriormente oferecidos pela CPFL Serviços, consistem na produção alternativa de energia elétrica. Os sistemas de autoprodução garantem o fornecimento de energia elétrica para os consumidores, diversificam as fontes de insumos e reduzem custos. São fornecidos geradores a diesel e gás natural que atuam principalmente como fonte de energia de back-up e no horário de pico, reduzindo os custos com energia elétrica para nossos clientes. A cogeração de gás natural inclui a produção simultânea e sequencial de calor e energia elétrica a partir de um único combustível. Oferece também soluções em climatização e projetos de eficiência energética, bem como a distribuição de energia solar gerada.
- A CPFL Serviços (até dezembro de 2023 por meio da CPFL Eficiência) oferece serviços de geração de energia distribuída por meio da CPFL GD, uma fonte de geração que introduz energia diretamente na rede da companhia de distribuição local. Esse tipo de geração reduz o uso do sistema de transmissão e exige menos geração de usinas centralizadas, beneficiando o consumidor e o setor elétrico como um todo. As usinas sob sua gestão permaneceram no grupo. Atualmente, esta linha de produto de eficiência energética está focada em atender demandas dos programas de PEE e P&D da Aneel, em projetos relacionados à geração solar fotovoltaica, armazenamento de energia, eletro postos de abastecimento veicular. Além disso, a CPFL Serviços oferece produtos diretamente ao mercado externo como autoprodução de energia com geração a gás, diesel, bem como geração de vapor, subestações de média tensão, soluções de climatização, armazenamento de energia e O&M. Os contratos desta linha de produto seguem os modelos BOO (Locação, operação e manutenção de ativos) ou TK (Turn Key).
- **CPFL Atende:** CPFL Atende é uma Empresa de Relacionamento com Clientes e Centro de Contato criada para prestar serviços tanto para as empresas do nosso grupo como para outras empresas. Entre os serviços oferecidos estão: serviço presencial (face a face com seus clientes), Serviços *Back Office*, Recuperação de Créditos, Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC), Serviço de Ouvidoria, *Service Desk* e Vendas.
- **CPFL Total:** Em 6 de novembro de 2020, foi aprovada a operação societária de incorporação de ações da CPFL Total, de forma que se tornou uma subsidiária integral da Alesta, com o consequente aumento do capital social pelas acionistas CPFL Energia e CPFL Brasil com o objetivo de aprimorar os processos internos com a especialização das atividades desenvolvidas e garantir melhor utilização da expertise técnica e obtenção de ganhos sinérgicos com a unificação desses ativos na estrutura da Alesta.
- **CPFL Infra:** A CPFL Infra fornece serviços de gerenciamento de ativos, como serviços relacionados a frotas de automóveis, funções imobiliárias e administrativas e manutenção e segurança predial.
- **CPFL Supre:** A CPFL Supre fornece serviços de planejamento e logística e gerenciamento da cadeia de suprimentos. Esses serviços incluem compras, coordenação de materiais, distribuição e logística.
- **CPFL Finanças:** A CPFL Finanças fornece organização financeira e serviços operacionais para apoiar a tomada de decisões de nossos negócios. Esses serviços incluem contabilidade, orçamento, cobrança e pagamentos.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- **CPFL Pessoas:** A CPFL Pessoas fornece recursos humanos e serviços de gestão de pessoas. Esses serviços incluem folha de pagamento, benefícios, gerenciamento e recrutamento de terceiros, seleção e contratação de funcionários.
- **Alesta:** Instituição financeira do Grupo CPFL, tem como a realização de operações de empréstimos, financiamentos e de aquisições de direitos creditórios exclusivamente por meio de plataforma eletrônica, prestação de serviços de análise de crédito e cobrança de créditos para terceiros, além de atuar como representante de seguros na distribuição de seguros relacionadas às operações mencionadas.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

c. característica do mercado de atuação, em especial:

O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2023, a Capacidade Instalada de geração de energia em operação no Brasil era de 200 GW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provém de usinas hídricas, sendo que as grandes usinas hidrelétricas tendem a ficar distantes dos centros de consumo. Isto requer a construção de grandes linhas de transmissão em Alta Tensão e extra-alta tensão (230kV a 750kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil possui um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 160.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de aproximadamente 325.000 MVA do estado do Rio Grande do Sul através do estado do Amazonas.

Segundo a CCEE, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 3,7% em 2023 em relação a 2022, com um consumo de energia elétrica de 69.363 megawatts médios. Ainda, de acordo com o PDE 2031, estima-se que o consumo de energia elétrica crescerá 27,5% até o ano de 2031. De acordo com o plano decenal de expansão de energia publicado pelo MME e pela EPE em 2022, para atender a expectativa de crescimento da demanda, a Capacidade Instalada do Brasil deverá atingir 212,5 GW até 2026, dos quais estima-se que 110,5 GW (52%) seja hidrelétrico, 26,4 GW (11%) seja termelétrico e 78,8 GW (37%) de outras fontes. Atualmente, aproximadamente 23% da Capacidade Instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobrás, uma empresa de capital aberto controlada pelo governo brasileiro. Somos um player importante do setor de geração de energia elétrica, figurando como uma das maiores geradoras do país por meio de fontes hidrelétricas, solares, eólicas e biomassas.

i. participação em cada um dos mercados;

Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a nota 26 de nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 10,9% de receitas de vendas de energia elétrica em 2023.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 54,5% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2023.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 19,3% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2023.
- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais responderam por 5,2% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2023.
- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 10,1% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2023.

Ademais, a Companhia esclarece que toda a sua receita é oriunda de consumidores nacionais, de forma que a Companhia não possui nenhuma dependência do mercado estrangeiro.

ii. condições de competição nos mercados;

Concorrência

Enfrentamos concorrência de outras empresas comercializadoras e geradoras na venda de energia elétrica para Consumidores Livres. Empresas de distribuição e transmissão são obrigadas a permitir o uso das suas linhas e

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

instalações auxiliares para a distribuição e transmissão de energia elétrica por outros mediante recebimento de tarifa.

Segundo a legislação brasileira e os termos estabelecidos nos nossos contratos de concessão, todas as nossas autorizações e concessões hidrelétricas e para distribuição podem ser renovadas uma vez, desde que haja aprovação do Ministério das Minas e Energia ou da ANEEL, na qualidade de poder concedente, contanto que a concessionária solicite renovação e que determinados parâmetros em relação à prestação do serviço público ou exploração de energia hidrelétrica tenham sido atendidos. Pretendemos solicitar a renovação de cada uma das nossas concessões quando da sua expiração. Poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação dessas concessões ou para obter quaisquer novas concessões. Por se tratar de um evento futuro, caso venhamos a ter concorrência, não conseguimos indicar possíveis concorrentes à renovação da nossa concessão. O Governo Federal Brasileiro tem total discricionariedade sobre a renovação das concessões já existentes, e a aquisição de determinadas concessões por concorrentes poderia afetar negativamente os resultados das nossas operações. Além disso, não há nenhuma garantia de que a renovação de certas concessões será concedida com os mesmos fundamentos das concessões relevantes atuais.

Ademais, a Companhia esclarece que, nos termos da legislação aplicável, as demais distribuidoras não podem distribuir energia no território da concessão da Companhia, de forma que os clientes localizados na respectiva região só podem adquirir energia da Companhia, com exceção dos consumidores que se tornem Consumidores Livres, os quais podem adquirir energia direto no Mercado Livre.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

d. eventual sazonalidade;

Distribuição

Cada consumidor apresenta características típicas de consumo, de acordo com as variações climáticas, período do ano, região geográfica e classe de consumo a que pertence, introduzindo assim, períodos de sazonalidade nas vendas de energia.

A área de concessão abrangida pelas empresas de distribuição do grupo CPFL apresenta diversidade, tanto geográfica quanto de classe de consumidores, o que atenua a característica sazonal do consumo de energia e consequentemente dos negócios da Companhia. Nos períodos de férias de verão, por exemplo, o maior fluxo de turistas no litoral resulta em um aumento do consumo de energia na classe residencial dessa região. Já a classe industrial, registra tipicamente um consumo de energia mais alto no 2º semestre, quando a indústria antecipa a produção para as vendas do final do ano. A classe comercial, por sua vez, sofre forte influência da temperatura, apresentando consumo mais elevado no verão.

Geração

A energia gerada pelas usinas hidrelétricas da CPFL sofre influência do regime hidrológico dos rios das regiões onde estão implantadas. Dessa forma, as PCHs, que estão localizadas no Estado de São Paulo, assim como a UHE Serra da Mesa, que se localiza no Estado de Goiás, seguem o regime hidrológico das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, com período úmido compreendido entre os meses de dezembro a abril e período seco de maio a novembro. Já as UHEs Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, PCHs Sul Centrais, 14 de Julho e Foz do Chapecó, localizadas nos Estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, seguem o regime hidrológico da Região Sul, onde as chuvas são bem distribuídas ao longo do ano, com exceção dos meses de junho e julho, mais secos.

Ressalta-se, entretanto, que, de acordo com as normas brasileiras, a receita proveniente da venda de energia não depende da energia efetivamente gerada, e sim da garantia física de cada usina, cuja quantidade é fixa, sendo homologada pelo Poder Concedente, constando do respectivo contrato de concessão ou de ato administrativo emitido para esse fim. As diferenças entre a energia gerada e a garantia física são tratadas no MRE – Mecanismo de Realocação de Energia. O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de Garantia Física independentemente da quantidade de energia por elas efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas, para aqueles que geraram abaixo delas. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas do Sistema Interligado Nacional - SIN. A quantidade de energia gerada, acima ou abaixo da Garantia Física, é valorada por uma tarifa denominada “Tarifa de Energia de Otimização” - TEO, que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será mensalmente contabilizada para cada gerador.

Transmissão

A transmissão de energia elétrica através das instalações da CPFL Transmissão e demais empresas do grupo integrantes do mesmo setor é definida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"). A ele cabe coordenar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional ("SIN") visando otimizar o uso das instalações de transmissão de energia elétrica. Desta forma, qualquer sazonalidade que venha a ocorrer no sistema de transmissão não é gerenciável pela Companhia.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

e. Principais insumos e matérias-primas, informando:

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável;

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas. Em 2023, 9,2% do total de energia elétrica adquirido por nossas distribuidoras foi adquirido de nossas subsidiárias de geração (incluindo nossas entidades controladas em conjunto).

Em 2023, compramos 9.885 GWh de energia elétrica da Usina de Itaipu, chegando a 20,40% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecidas. Este tratado expirou em agosto de 2023, mas seus termos continuam em vigor até que Brasil e Paraguai finalizem as negociações de novo acordo relacionado às condições de utilização da energia gerada por Itaipu. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil está obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas são obrigadas a adquirir são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu. Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e a nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não, por um preço de US\$ 20,23/kW. Nossas compras representam 19,14% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil. Essa quota-parte foi fixada por lei, de acordo com a quantidade de energia elétrica vendida em 1991. As tarifas pagas são estabelecidas de acordo com o tratado bilateral e fixadas de maneira a cobrir as despesas operacionais de Itaipu, os pagamentos do principal e juros de suas dívidas expressos em dólares norte-americanos e os custos de transmissão da energia a suas áreas de concessão.

A Usina de Itaipu tem uma rede de transmissão exclusiva. As companhias de distribuição pagam uma taxa para o uso dessa rede.

Em 2023, pagamos uma média de R\$ 217,40 por GWh pelas compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 291,43 durante 2022. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 48.449 GWh de energia elétrica em 2023 de outras empresas geradoras além de Itaipu, representando 79,60% do total de energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 274,56 por GWh pelas compras de energia elétrica de outras empresas geradoras além de Itaipu, comparado a R\$ 199,74 por GWh em 2022.

A tabela a seguir mostra as quantidades compradas de nossos fornecedores no Mercado Regulado e no Mercado Livre, nos exercícios indicados.

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	GWh	GWh
Energia comprada para revenda		
Itaipu	9.885	10.198
Mercado à vista/Programa Proinfa ¹	937	968
Energia comprada no Mercado Regulado, através de contratos bilaterais e energia de curto prazo ²	<u>57.117</u>	<u>58.883</u>
TOTAL	67.938	70.049

(1) Energia comprada para revenda somente pelo Programa Proinfa.

(2) Energia comprada para revenda através do Mercado Regulado e contratos bilaterais, bem como no mercado à vista.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

As disposições dos nossos contratos de fornecimento de energia elétrica são regidas por regulamentação da ANEEL. As principais disposições de cada contrato dizem respeito à quantidade de energia elétrica adquirida, ao preço, inclusive aos reajustes para os diversos fatores, tais como os índices de inflação e a duração do contrato. Desde 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil são obrigadas a comprar energia elétrica de entidades geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº. 12.783/13. As tarifas e os volumes de energia elétrica a serem comprados por cada distribuidora, assim como os termos aplicáveis para cada contrato entre as companhias geradoras e distribuidoras, foram estabelecidas pela ANEEL por meio de regulamentações. As companhias distribuidoras são requeridas a contratar de forma antecipada 100% da sua demanda por energia através de leilões públicos, e são autorizadas a repassar até 105% do custo relacionado à compra de energia aos consumidores. Cotas de energia atribuídas involuntariamente a serem adquiridas das companhias geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº. 12.783/13, migração de consumidores para o mercado livre, alocações extras, frustrações, atrasos ou cancelamentos de leilões de energia regulados, efeitos de micro e mini geração distribuída que resultem em contratação inferior a 100% ou superior a 105% de sua demanda projetada, podem gerar custo adicional para as distribuidoras, e são passíveis de involuntariedade a ser analisada pela ANEEL conforme Resolução Normativa nº 1009/2022. Vide item 4.1.c –

– *“Em nosso negócio de distribuição, somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores”* deste Formulário de Referência.

Em 10 de junho de 2018, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 824/2018, estabelecendo um novo mecanismo chamado Mecanismo de Venda de Excedentes para permitir a venda de energia excedente comprada pelas distribuidoras para Consumidores Livres e Especiais, produtoras e autoprodutoras. O Mecanismo de Venda de Excedentes é voluntário para vendedores e compradores e ocorre periodicamente várias vezes ao ano, por meio de contratos de venda, com liquidação pelo preço de venda estabelecido para cada produto. Em 2019, mecanismos de venda de excedentes foram realizados em 4 de janeiro, 29 de março, 24-25 de junho e 24 de setembro. Participamos dos dois primeiros mecanismos. Em 2019, a ANEEL e a CCEE começaram a avaliar melhorias no mecanismo para prever vários lances para o mesmo produto, alterações nos procedimentos de desempate e novos produtos nos 6 meses entre julho e dezembro de 2019. Essas melhorias, discutidas no contexto da Audiência Pública nº 33/2019 e Consulta Pública nº 34/2019 (Segunda Fase da Audiência Pública nº 33/2019), foram aprovadas pela Resolução Normativa da ANEEL nº 869/2020.

Em 30 de novembro de 2021, na 45ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, discutiu-se o resultado da Audiência Pública nº 025/2019, determinando alterações nos Submódulos 4.2, 4.3, 4.4. e 6.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (entre eles, a inclusão da regra de apuração dos produtos anual, semestral e trimestral do MVE), e foi aprovada a abertura de segunda fase da Audiência Pública nº 025/2019, agora denominada Consulta Pública nº 072/2021 (CP 072/2021) no período de 1º de dezembro de 2021 a 31 de janeiro de 2022, com o objetivo de discutir exclusivamente com os agentes a proposta de apuração dos efeitos tarifários dos produtos mensais e plurianuais do Mecanismo de Venda de Excedentes criados no âmbito da Consulta Pública nº 37/2020. Em novembro de 2022 a ANEEL aprovou ainda o aperfeiçoamento do repasse tarifário dos produtos mensais e plurianuais do Mecanismo de Venda de Excedentes, com o aperfeiçoamento do Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária. O tema foi debatido na Consulta Pública 72/2021, que recebeu contribuições de 1º de dezembro de 2021 a 31 de janeiro de 2022. Pela decisão, o repasse para produtos plurianuais (bienais, trienais, quadrienais e quinquenais) seguirá a mesma metodologia dos produtos anuais, definida na Resolução Normativa (REN) 955/2021. Assim, o resultado da CP 72/2021 determinou para os novos produtos regras de apuração e repasse tarifário já aplicadas para os produtos existentes, através da publicação da Resolução Normativa nº 1.046 de 2022.

Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição. Em 2023, pagamos um total de R\$ 5.085 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive tarifas da Rede Básica, tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu a taxas fixadas pela ANEEL.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

ii. eventual dependência de poucos fornecedores;

Para nossas subsidiárias de distribuição, Itaipu Binacional é o maior fornecedor de energia elétrica, conforme detalhado no item anterior.

Para nossas subsidiárias de geração termelétrica, há dependência de um único fornecedor para combustíveis fósseis.

iii. eventual volatilidade em seus preços.

Eventuais diferenças entre contratos de compra e venda de energia e as energias geradas ou consumidas são liquidadas no curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. O PLD é calculado diariamente pela CCEE com base nas condições hidrológicas, na projeção da demanda de energia, nos preços de combustível, nos custos de déficit, na entrada de novos projetos, na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão e do volume d'água disponível nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Para o cálculo é utilizado um modelo computacional que obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado e os Custos Marginais de Operação ("CMO") para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado. O PLD é um valor com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Estes limites são determinados anualmente pela ANEEL. Assim, grandes variações nos dados de entrada e/ou na situação hidrológica mês a mês, podem fazer o PLD se alterar significativamente, principalmente na persistência de períodos secos, quando há um deplecionamento acima do previsto nos reservatórios, indicando a necessidade do acionamento das térmicas mais caras.

1.5 Principais clientes

1.5. Identificar se há clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total do emissor, informando:

a. montante total de receitas provenientes do cliente;

Não há um cliente que, individualmente, seja responsável por mais de 10% da receita líquida da CPFL Energia.

b. segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente;

Não há um cliente que, individualmente, seja responsável por mais de 10% da receita líquida da CPFL Energia.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

1.6. Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando especificamente:

Principais Autoridades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia (“MME”)

O MME é a principal autoridade do governo brasileiro no setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004², o governo brasileiro, agindo principalmente por meio do MME, assumiu determinadas obrigações que anteriormente constituíam responsabilidade da ANEEL, inclusive a redação das diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de instruções para o processo de licitação em concessões relacionadas a serviços e ativos públicos.

Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”)

O CNPE, comitê criado em agosto de 1997, presta assessoria ao Presidente da República do Brasil no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e composto por oito ministros do Governo Federal, três membros escolhidos pelo Presidente da República do Brasil, um outro representante do MME e o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”). O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento nacional de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”)

A ANEEL é uma autarquia federal autônoma cuja principal responsabilidade é regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro (SEB) segundo a política determinada pelo MME, junto com outras questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) a promulgação de atos regulatórios para o setor elétrico; (iii) a implementação e regulação da exploração das fontes de energia, inclusive da utilização de energia hidrelétrica; (iv) a promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) a solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradores de energia elétrica; e (vi) a definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”)

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla a produção e a transmissão de energia por empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) o planejamento da operação de geração; (ii) a organização e controle da utilização da rede nacional e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória à todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica; e (vi) a proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”)

A CCEE é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulação da ANEEL que substituiu o Mercado Atacadista de Energia. A CCEE é responsável, principalmente, (i) pelo registro dos contratos firmados entre os Agentes da CCEE, (ii) pela implantação e divulgação das regras de comercialização e dos procedimentos de comercialização, (iii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica

² Leis nº 10.847/04 e nº 10.848/04.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

comercializados no mercado de curto prazo, (iv) apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia e (v) por administrar e operar a Conta CDE, o Fundo RGR e a CCC. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais, dentre outras atribuições. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais. O seu Conselho de Administração é composto por quatro membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”)

Em 16 de agosto de 2004, o governo brasileiro criou a EPE, uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e pesquisas estratégicas no setor elétrico, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural, carvão mineral e fontes energéticas renováveis. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação da política energética pelo MME.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CSME”)

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico criou o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de abastecimento do sistema e pela indicação das medidas a serem tomadas para correção dos problemas.

a. necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações;

Concessões e Autorizações

A Constituição Federal Brasileira de 1988 prevê que o desenvolvimento, uso e venda de energia elétrica podem ser efetuados diretamente, pelo governo brasileiro, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor brasileiro de energia elétrica tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelos governos federal ou estaduais.

As empresas ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão solicitar a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, ao MME ou à ANEEL, na posição de representantes do Governo Federal. Concessões e permissões são concedidas por meio de procedimentos mais complexos ou licitações, enquanto as autorizações são concedidas por meio de procedimentos administrativos mais simples ou por leilões públicos para compra e venda de energia. Empreendimentos de geração com potência inferior a 5 MW são dispensados de outorga, sendo necessário o registro na ANEEL.

Concessões

As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica na respectiva área de concessão durante um período determinado (ao contrário das permissões e autorizações, que podem ser revogadas a qualquer tempo, a critério do MME, em consulta com a ANEEL). Esse período tem geralmente a duração de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Uma concessão existente pode ser renovada a critério do poder concedente e mediante o atendimento de requisitos técnicos pela concessionária, conforme previsto nos contratos de concessão.

A Lei de Concessões (Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995) estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com as regulações vigentes do setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida abaixo:

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.

Servidões. A concessionária poderá utilizar bens públicos ou solicitar ao poder concedente a desapropriação dos bens privados necessários, em benefício da concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária.

Responsabilidade Objetiva. A concessionária é diretamente responsável por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços.

Mudanças no controle societário. O poder concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle acionário da concessionária.

Intervenção do poder concedente. Em conformidade com o disposto na Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, conforme modificada pela Lei nº 12.839, de julho de 2013, o poder concedente poderá intervir na concessão, por meio da ANEEL, com o fim de assegurar a adequada prestação dos serviços, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais e regulatórias pertinentes. No prazo de 30 dias após a data do decreto, a ANEEL deverá iniciar um procedimento administrativo no qual será assegurado à concessionária direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. O procedimento administrativo deverá ser concluído em um ano (podendo ser prorrogado por mais dois anos). Para que a intervenção cesse e a concessão volte à concessionária, será necessário que o acionista da concessionária apresente um plano de recuperação detalhado à ANEEL e corrija as irregularidades identificadas pela ANEEL.

Extinção da concessão. A extinção do contrato de concessão poderá ser antecipada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a rescisão antecipada da concessão, por razões relativas ao interesse público que deverão ser expressamente declaradas por lei autorizadora específica. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a ANEEL ou o MME tiverem expedido um ato normativo indicando que a concessionária (i) falhou em prestar serviços de forma adequada ou cumprir a legislação ou regulação aplicável; (ii) não tem mais a capacidade técnica, financeira ou econômica para prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente, entre outras coisas. A concessionária poderá recorrer judicialmente contra qualquer encampação ou caducidade. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se quaisquer multas contratuais e danos por ela causados. Em 10 de dezembro de 2014, nossas companhias de distribuição assinaram um aditamento ao contrato de concessão, garantindo que ao término da concessão, a companhia receberá ou pagará o saldo de ativos e passivos financeiros setoriais. A ANEEL realizou discussões para definir as regras para abertura do processo de caducidade das concessões por meio da Consulta Pública nº 024/2019 e a regulamentação do tema consta no Anexo VIII da Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021, cujas disposições aplicam-se a partir do ano civil de 2022, sendo este o primeiro ano de apuração dos indicadores. O acompanhamento se dá em relação a critérios de eficiência com relação à continuidade do fornecimento e com relação à gestão econômico-financeira das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Vencimento. Quando do vencimento do prazo de concessão, todos os bens, direitos e privilégios que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados. Contudo, o prazo para recebimento da indenização não está previsto em lei.

Renovação. A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição outorgadas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos da Lei nº 12.783/13, essas concessões poderão ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e tarifas baixas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 permitiu que os detentores de concessões que expirariam em 2015, 2016 e 2017 solicitassem a renovação antecipada, sujeita a determinadas condições. A renovação das concessões de geração depende da satisfação das seguintes condições: (i) tarifas calculadas pela ANEEL para cada usina hidrelétrica; (ii) atribuição de quotas de energia para as empresas de distribuição do Sistema Interligado

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Nacional, e (iii) cumprimento de padrões de qualidade de serviço estabelecidos pela ANEEL. Para a renovação, os ativos remanescentes não amortizados na data de renovação seriam indenizados e o pagamento de indenização não seria considerado na receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou a ativos existentes que não foram indenizados seria considerada na receita anual. A Resolução nº 521/12, publicada pela ANEEL em 14 de dezembro de 2012, estabeleceu que se as concessões de geração operadas por empresas de distribuição forem renovadas, nos termos da Lei nº 12.783/13, as concessões de geração devem ser administradas por uma entidade independente da empresa de distribuição no prazo de doze meses da data de renovação. A Lei nº 12.783/13 também extinguiu dois encargos setoriais, o CCC e o Fundo RGR (consulte “Encargos Tarifários – Fundo RGR e UBP” e “Encargos Tarifários – Conta CDE”). Além disso, a Lei nº 13.360/2016 possibilitou aos detentores de concessões de usinas hidrelétricas com até 50 MW de Capacidade Instalada que ainda não foram renovadas 54 a solicitar renovações de 30 anos, sujeitas a uma contribuição para a UBP, conforme definido pelo poder concedente, e ao pagamento de uma taxa CFURH pelo uso da água para o município onde tal uso ocorrer.

Especificamente no tocante às concessões de distribuição, em 2015, o governo brasileiro promulgou o Decreto nº 8.461/2015, estabelecendo novos padrões a serem seguidos pelas concessionárias, sobretudo quanto à qualidade, administração e preço. No prazo de cinco anos da data de renovação, a concessionária deve cumprir esses padrões e atingir as metas anuais. Se as metas anuais não forem atingidas, os controladores da concessionária poderão estar obrigados a realizar despesas de capital adicionais. Além disso, caso a concessionária deixe de atingir as metas anuais por dois anos consecutivos, ou de cumprir qualquer dos padrões exigidos ao final do período de cinco anos, a concessão poderá ser cancelada ou o controle da concessionária ser transferido. Assim, desde 2015, foram prorrogadas 33 concessões de distribuição de energia elétrica abarcadas por este dispositivo. À época, as diretrizes para elaboração do novo termo aditivo foram na linha de garantir o atendimento aos indicadores de qualidade do serviço, de eficiência à gestão econômico-financeira, dos critérios de racionalidade operacional e econômica, de fixação de regras que assegurassem a sustentabilidade econômico-financeira, do fortalecimento da governança corporativa com mecanismos voltados à eficiência energética e à modernização das instalações. No ano 2023, o Ministério de Minas e Energia (MME) instaurou a consulta pública nº 152/2023 para elaboração das diretrizes que irão balizar os novos contratos de concessão, referente à 20 distribuidoras de energia elétrica cujos contratos firmados na década de 1990 vencerão entre 2025 e 2031, ou seja, aquelas não alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783/2013, logo, outorgadas a partir da publicação da Lei nº 9.074/1995. Entre as empresas que terão seus contratos de concessão renovados estão a CPFL Paulista e a RGE em 2027 e a CPFL Piratininga em 2028. Pós encerramento da consulta pública, o MME submeteu a proposta de diretrizes para apreciação do Tribunal de Contas da União (TCU), o qual comunicou que as prorrogações serão realizadas de forma individualizada, por meio de fiscalizações específicas dos processos que resultarão na celebração dos aditivos contratuais, sem prejuízo de que o Poder Executivo formalize, por meio de decreto presidencial, as diretrizes, regras e regulamentos a serem aplicados ao caso. Diante dos fatos, os Agentes envolvidos estão aguardando o Decreto Presidencial, que ocorrerá após o alinhamento das diretrizes pelo MME com a Casa Civil, para posterior regulamentação e proposição de minuta contratual pela ANEEL. (Vide Item 4.1.h – Fatores de Risco – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações, bem como assegurar a renovação e/ou prorrogação das nossas concessões e autorizações e/ou de nossos contratos de fornecimento de energia”).

Penalidades. As regulações da ANEEL regem a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classificam as penalidades pertinentes com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até 2,0% da receita anual (líquida de imposto sobre valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias ou, se a concessão inadimplida não estiver em operação, de até 2,0% do valor estimado da energia que seria produzida pelas concessionárias no período de 12 meses anterior à violação. As infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão da concessionária em solicitar aprovação da ANEEL, entre outros, no caso de: (i) celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; e (iii) alterações no controle do detentor da concessão. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas que

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

sejam submetidos para aprovação da ANEEL, a ANEEL poderá buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato. Consulte o item 4.1c - Fatores de Risco – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio”.

Autorizações

Autorizações são atos unilaterais e discricionários realizado pela autoridade concedente. Diferentemente das concessões, as autorizações normalmente não requerem uma licitação pública. Como exceção à regra geral, autorizações podem também ser outorgadas a produtores de energia potenciais após processos de leilão para a compra de energia, conduzidos pela ANEEL.

No setor de geração de energia, os Produtores de Energia Independentes e autoprodutores podem deter uma autorização, ao invés de uma concessão. A eles são concedidas autorizações ou concessões específicas para explorar os recursos hídricos que meramente lhes permitem produzir, usar ou vender energia elétrica. Cada autorização concedida a um Produtor de Energia Independente ou autoprodutores estabelece os direitos e deveres da empresa autorizada. As empresas autorizadas têm o direito de pedir à ANEEL que realize desapropriações em seu nome e em seu benefício, estando sujeitas à fiscalização das autoridades reguladoras e à aprovação prévia da ANEEL em caso de alteração de controle. Além disso, a rescisão unilateral da autorização garante à empresa autorizada o direito à indenização por parte da autoridade concedente pelos danos incorridos. As autorizações têm um prazo de variável e podem ser renovadas, a critério do poder concedente, por períodos variáveis, segundo a Lei nº 9.074/1995.

Um Produtor de Energia Independente pode vender parte ou a totalidade da sua produção para clientes por seu próprio risco. O autoprodutor pode vender ou negociar qualquer energia excedente, a qual é incapaz de consumir, mediante autorização específica da ANEEL. Aos Produtores de Energia Independentes e autoprodutor não são concedidos os direitos de monopólio e não estão sujeitos a controles de preços, com exceção de casos específicos. Os Produtores de Energia Independentes competem com prestadores de serviços públicos e entre si por maiores clientes, grupos de clientes das empresas de distribuição ou qualquer cliente não atendido por uma concessionária. Os Produtores de Energia Independentes e autoprodutor estão sujeitos a uma série de penalidades pela falha no cumprimento dos termos das autorizações. As seguintes penalidades podem ser aplicadas: (i) notificações de advertência; (ii) multas por descumprimento de até 2,0% sobre a receita anual gerada pela respectiva autorização ou, se a respectiva autorização não for operacional, de até 2,0% do valor estimado de energia que poderia ter sido produzida no período de 12 meses anterior ao descumprimento; (iii) interdição das atividades de construção; (iv) restrições às operações das instalações e equipamentos existentes; (v) intervenção; ou (vi) cancelamento da autorização.

Permissões

No setor elétrico brasileiro, as permissões possuem um uso muito restrito. As permissões são concedidas a cooperativas rurais de geração de energia, que fornecem energia aos seus membros e ocasionalmente a consumidores que não fazem parte da cooperativa, em áreas normalmente não atendidas por grandes Distribuidoras. As permissionárias não têm participação relevante na matriz de energia brasileira.

b. principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pelo emissor;

Questões Ambientais

A Constituição Federal de 1988 faculta tanto ao governo federal como aos governos estaduais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente. Poder semelhante é facultado aos municípios cujos interesses locais possam ser afetados. As leis municipais são consideradas complemento das leis federais e

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

estaduais. O infrator das legislações ambientais aplicáveis poderá ficar sujeito a sanções administrativas e criminais, sendo obrigado a reparar e/ou prestar indenização por danos ambientais. As sanções administrativas poderão incluir multas consideráveis e suspensão de atividades, ao passo que as sanções criminais além de incluir multas, com relação a pessoas físicas (incluindo diretores e empregados de empresas que cometam crimes ambientais) podem incluir prisão.

Nossas instalações de distribuição, transmissão e de geração de energia estão sujeitas a procedimentos de licenciamento ambiental que incluem a elaboração de avaliações de impacto ambiental antes da construção das instalações e a implementação dos programas de mitigação ou compensação de impactos ambientais negativos e potencialização dos impactos positivos durante a construção e operação destas instalações. Uma vez obtidas as respectivas licenças ambientais, o titular da licença continuará obrigado ao cumprimento de várias exigências específicas.

As questões ambientais relativas à construção de novas unidades geradoras de energia elétrica exigem considerações específicas. Por essa razão, a CPFL Geração administra tais questões a fim de assegurar que as políticas e obrigações ambientais recebam atenção adequada. As decisões são tomadas pelos comitês ambientais, cujos membros incluem representantes de cada parceria do projeto e das divisões de gestão ambiental de cada usina. Nossos comitês ambientais estão em constante interação com órgãos governamentais, de modo a garantir o cumprimento ambiental e a futura geração de energia elétrica. Além disso, ajudamos programas de comunidades locais que realocam famílias rurais de assentamentos coletivos e proveem suporte institucional para famílias envolvidas na conservação da biodiversidade local.

A fim de garantir o cumprimento das leis ambientais, implementamos um sistema de gestão ambiental em conformidade com as melhores práticas ambientais em todos os nossos segmentos. Estabelecemos um processo de identificação, avaliação e atualização com relação a leis ambientais aplicáveis, bem como a outras exigências aplicáveis ao nosso sistema de gestão ambiental. Além disso, nosso segmento de geração e distribuição submetem-se a auditorias internas para assegurar que estão de acordo com as políticas internas ambientais, assim como auditoria externa que verifica se as nossas atividades estão de acordo com a norma ISO 14.001. Nossos projetos de gestão ambiental levam em consideração nossos orçamentos e previsões realistas, objetivando atingir sempre melhores resultados financeiros, sociais e ambientais.

Questões Sociais

O Decreto nº 9.571/2018, inspirado pelos Princípios Orientadores sobre Empresas e Direitos Humanos da ONU, define as diretrizes nacionais para médias e grandes empresas e Direitos Humanos.

Embora não sejam obrigatórias, essas orientações englobam a previsão da responsabilidade das empresas de respeitar os direitos humanos de sua força de trabalho, seus clientes e das comunidades, bem como o dever de monitorar o respeito aos direitos humanos na sua cadeia produtiva, divulgar internamente os instrumentos internacionais de responsabilidade social e direitos humanos, implementar atividades educativas em direitos humanos para seus colaboradores, elaborar e divulgar código de conduta, dentre outros.

Adicionalmente, a Resolução do Conselho Nacional de Direitos Humanos nº 5/2020 fomenta a postura a ser assumida pelas empresas com relação ao tratamento dos direitos humanos, indicando que as empresas são responsáveis por violações causadas direta ou indiretamente por suas atividades.

c. dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades;

Desde a edição da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, as empresas que detêm concessões, permissões e autorizações para distribuição, geração e transmissão de energia elétrica ficaram obrigadas a dedicar no mínimo 1,0% da sua receita operacional líquida todos os anos em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética. As pequenas centrais hidrelétricas, os projetos de energia eólica, solar e de biomassa não estão sujeitos a esta exigência. A partir de abril de 2007, nossas concessionárias de distribuição dedicaram 0,5% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento e 0,5% a programas de eficiência energética, ao passo que nossas companhias geradoras dedicaram 1,0% de sua receita operacional líquida a

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

atividades de pesquisa e desenvolvimento. 0,3% da receita operacional líquida de nossas concessionárias de distribuição que é dedicado à pesquisa e desenvolvimento, é direcionado ao MME e o Fundo Nacional para o Desenvolvimento Científico e Tecnológico ou FNDCT, e os 0,2% restantes são administrados e investidos por nossas concessionárias de distribuição. 0,1% da receita operacional líquida de nossas concessionárias de distribuição que é dedicado a programas de eficiência energética, é direcionado ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica e os demais 0,4% são administrados e investidos por nossas concessionárias de distribuição. De modo similar para nossas concessionárias de geração, 0,6% da receita operacional líquida dedicada à pesquisa e desenvolvimento é direcionada para ao MME e ao FNDCT e os 0,4% restantes são administrados e investidos por nossas concessionárias de geração.

Nosso programa de eficiência energética é elaborado para promover o uso eficiente da energia elétrica pelos nossos consumidores, reduzir as perdas técnicas e comerciais e oferecer produtos e serviços para melhorar a satisfação, a fidelidade e para aperfeiçoar a imagem da nossa empresa. Nossos programas de pesquisa e desenvolvimento utilizam a pesquisa tecnológica para desenvolver produtos, os quais poderão ser usados internamente, bem como vendidos ao público. Conduzimos alguns desses programas por meio de parcerias estratégicas com universidades e centros de pesquisa nacionais, e grande parte de nossos recursos é dedicada à inovação e ao desenvolvimento de novas tecnologias aplicáveis ao nosso negócio.

Nossos desembolsos em programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos regulatórios) nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022 totalizaram R\$ 301 milhões e R\$ 278 milhões, respectivamente. O valor reportado inclui os desembolsos de nossas concessionárias de distribuição, empresas de transmissão de energia e concessionárias de geração, incluindo as empresas com finalidades específicas nas quais a CPFL possui uma participação minoritária.

d. contribuições financeiras, com indicação dos respectivos valores, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros:

i. em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos;

Não houve, ao longo do exercício de 2023, doações em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos.

ii. em favor de partidos políticos;

Não houve, ao longo do exercício de 2023, doações em favor de partidos políticos.

iii. para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos;

Não houve, ao longo do exercício de 2023, doações para custeio do exercício de atividades de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos.

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior

1.7. Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar:

- a. receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor;**

Não há receitas provenientes de países estrangeiros, 100% das Receitas Operacionais Líquidas da CPFL Energia foram auferidas em território brasileiro no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

- b. receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor:**

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

1.8. Em relação aos países estrangeiros divulgados no item 1.7, descrever impactos relevantes decorrentes da regulação desses países nos negócios do emissor

Item não aplicável, em função da CPFL Energia não auferir receitas em países estrangeiros.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

1.9. Em relação a informações ambientais, sociais e de governança corporativa (ESG), indicar:

a. se o emissor divulga informações ESG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade;

A Companhia publica anualmente seu Relatório Anual utilizando a metodologia *GRI – Global Reporting Initiative* e seguindo o framework da *Value Reporting Foundation* (Relato Integrado). Leva ainda em conta os Princípios do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) e Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU.

Por meio dele, praticamos o nosso compromisso de informar todos os stakeholders sobre os principais projetos, iniciativas, desafios e conquistas do Grupo CPFL nos temas da sustentabilidade corporativa e dos pilares ESG durante o período. O Relatório Anual traz atualizações sobre a implantação do Plano ESG 2030, que traduz nosso objetivo de impulsionar a transição para uma forma mais sustentável, segura e inteligente de produzir e consumir energia, maximizando os nossos impactos positivos na sociedade.

Além deste Relatório Anual, em português e inglês, a Companhia divulga outros materiais e documentos corporativos com conteúdos relacionados às práticas socioambientais da empresa no site de Relações com Investidores, além das informações divulgadas de forma contínua no site institucional da CPFL Energia, no site do Instituto CPFL, por meio da assessoria de imprensa, redes sociais e outros canais de comunicação e relacionamento.

Anualmente a CPFL Energia também elabora o seu Inventário de Gases de Efeito Estufa (GEE) utilizando a metodologia *GHG Protocol* e o publica no Registro Público de Emissões, maior banco de dados de inventários corporativos da América Latina. O Inventário GEE do Grupo CPFL possui Selo Ouro desde 2011, por reportar as emissões dos escopos 1, 2 e 3 e por ser submetido à verificação externa por terceira parte. O inventário foi considerado como completo, por contemplar, além dos dois escopos obrigatórios, sete das quinze categorias do escopo 3 que são aplicáveis ao negócio do Grupo CPFL, além de uma em avaliação.

Outras informações de nossa performance em temas ESG também estão disponíveis no formulário do *Carbon Disclosure Project* (CDP) – *Climate Change*, que reportamos desde 2010, e o *Carbon Disclosure Project* (CDP) – *Water Security*, que reportamos desde 2015.

Ademais, divulgamos a publicação “Nossa jornada contra as Mudanças Climáticas”, publicação que aborda, além de tópicos relacionados à integração entre sustentabilidade e a estratégia da empresa em sentido mais amplo, riscos climáticos segundo a metodologia da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD, na sigla em inglês) (divididos entre riscos físicos e de transição), bem como ações e iniciativas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, além do envolvimento em iniciativas.

Já as diretrizes socioambientais estão disponíveis na Política de Sustentabilidade, na Política de Investimento Social, na Política de Relacionamento com Partes Interessadas e no Código de Conduta Ética.

Desde 2018, a Companhia divulga seus informes de governança sobre o Código Brasileiro de Governança Corporativa (“CBGC”) de cada ano. Neste documento, a Companhia informa quais os princípios e práticas recomendados pelo CBGC e se a Companhia os adota, fornecendo explicações caso contrário.

Além disso, a Companhia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos, a qual tem como objetivo descrever e regulamentar o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Por fim, desde 2019, a Companhia divulga as suas Diretrizes de Governança Corporativa, as quais têm a finalidade de esclarecer os mecanismos de interação entre os acionistas, o Conselho de Administração (“CA”), os Comitês e Comissões de Assessoramento ao CA, o Comitê de Auditoria (“CoA”), o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva da CPFL Energia S.A., definindo seus principais papéis, deveres e responsabilidades, pretendendo assegurar o completo alinhamento entre os interesses dos acionistas e a administração da Companhia.

b. a metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

A publicação foi construída de acordo com a GRI e seguindo o framework da *Value Reporting Foundation* (Relato Integrado) - segundo a estrutura conceitual prevista na Orientação CPC nº 09, com asseguração limitada por auditor independente registrado na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), diretrizes de reporte internacionalmente reconhecidas. Pela primeira vez, seguimos também os padrões do *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB), demonstrando nosso comprometimento com a evolução nas boas práticas de reporte. Ainda, incluímos no conteúdo nossos esforços referentes aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU), ligados aos princípios do Pacto Global.

A fim de demonstrar integração da nossa estratégia com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável ODS, inserimos no Relatório Anual as marcas dos ODS em todos os momentos em que nossas iniciativas contribuem para que um ou mais destes objetivos seja atingido e os correlacionamos no Sumário de conteúdo GRI ao final do documento. Este relatório é também o Relatório Socioambiental requerido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em relação ao Inventário de GEE, são utilizadas as seguintes metodologias: Especificações do Programa Brasileiro *GHG Protocol*; Especificações de Verificação do Programa Brasileiro *GHG Protocol*; *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*; Norma NBR ISO 14064; e *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

c. se esse relatório ou documento é auditado ou revisado por entidade independente, identificando essa entidade, se for o caso

Sim, o Relatório Anual e o Inventário de Gases de Efeito Estufa de 2021 foram auditados pela RINA Brasil Serviços Técnicos Ltda. O Relatório Anual e o Inventário de GEE de 2022 foram auditados pelo SGS Group, e a mesma empresa será responsável pela auditoria externa do Relatório Anual e Inventário de GEE de 2023.

d. a página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado

- Site institucional: <https://www.grupocpfl.com.br/>
- Site institucional / página sustentabilidade: <https://www.grupocpfl.com.br/sustentabilidade-apresentacao>
- Site de Relações com Investidores: <https://ri.cpfl.com.br/#>
- Site Instituto CPFL: www.institutocpfl.org.br
- Site do Programa de Integridade: <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/programa-de-integridade-cpfl>
- Link para as últimas edições do Relatório Anual: <https://ri.cpfl.com.br/show.aspx?idCanal=F9FITaSfzd4tci7N0SkZrw==&linguagem=pt>
- Link para os Inventários de GEE publicados no Registro Público de Emissões: <https://registropublicodeemissoes.fgv.br/participantes/1077>
- Link direto para a Política de Sustentabilidade: <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=grmBHXBWDD9E9yUnn21j4A==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>
- Link direto para Política de Investimento Social: <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=72qxFphZr68uL0w5/Lexw==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>
- Link direto para Política de Relacionamento com Partes Interessadas: <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=2erlZfR5TU2OIOBj80fpg==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>
- Link direto para Código de Conduta Ética: <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica>
- Link CDP (se aplicável, disponível no site de Relações com Investidores): <https://www.cdp.net/pt/responses?queries%5Bname%5D=CPFL+Energia&filters%5Bprogrammes%5D%5B%5D=Investor>

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- Link direto para a publicação Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas: <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=V+ONAjw9ORUHvcMx9LUoPA==&language=m=pt>
- Link direito para os Informes de Governança da Companhia: <https://ri.cpfl.com.br/ListaGroup.aspx?IdCanalPai=QGocNden/vAGfmy0pmRDdg==&IdCanal=Mh0rtYUaGhnFGn4gqq1oOA==&categoria=wxg9nel8yfqCkHgf8pionA==&ano=2023&linguagem=pt>
- Link direto para a Política de Gestão Corporativa de Riscos: <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=n1Wt3Hc3Z38gADCMzx9bAw==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>
- Link direto para as Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia: <https://ri.cpfl.com.br/show.aspx?idCanal=HEPH9DVGenERudc8qCASYg==&linguagem=pt>

e. se o relatório ou documento produzido considera a divulgação de uma matriz de materialidade e indicadores-chave de desempenho ESG, e quais são os indicadores materiais para o emissor

O Estudo de Materialidade do Grupo CPFL foi atualizado em 2022 por meio de um processo conduzido com empresa especializada independente, que considerou consultas online, submetidas a cinco stakeholders relevantes mapeados, e análise de fontes secundárias, relativas a esses e aos demais stakeholders (internos e externos) da Empresa.

Os públicos tiveram como objetivo priorizar os temas sugeridos de acordo com sua percepção dos impactos no setor e no negócio, bem como os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) mais relevantes para a nossa cadeia. Além dessas consultas, também utilizamos como referências as pesquisas de mercado, a nossa Matriz de Materialidade de 2020 e todo o processo de análise de tendências ESG e benchmarking que subsidiou a construção do Plano ESG 2030.

A conclusão do estudo foi validada pela Direção e resultou em 16 temas materiais prioritários para o Grupo CPFL, que orientam nossa atuação e as tomadas de decisão da liderança de modo mais assertivo, sobretudo no que compete à revisão anual dos compromissos do Plano ESG 2030 e seus indicadores estratégicos e táticos.

O Estudo de Materialidade será atualizado com a abordagem da dupla materialidade durante o ano de 2024.

NOSSOS TEMAS MATERIAIS EM 2022:

AMBIENTAIS

- Enfrentamento às mudanças climáticas e descarbonização
- Ecoeficiência das operações
- Preservação da biodiversidade
- Incentivo à economia circular

SOCIAIS

- Saúde e segurança como valor
- Relacionamento e desenvolvimento das comunidades
- Promoção da diversidade e inclusão
- Garantia de direitos humanos
- Desenvolvimento dos colaboradores

GOVERNANÇA

- Conduta ética e transparência
- Energia inteligente e inovação
- Desempenho financeiro e excelência operacional
- Satisfação do cliente

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- Governança corporativa
- Segurança da informação e proteção de dados
- Compras sustentáveis

f. se o relatório ou documento considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas e quais são os ODS materiais para o negócio do emissor

O Relatório Anual do Grupo CPFL e nossa Jornada contra das Mudanças Climáticas foram elaborados tendo os ODS como base. Eles estão sinalizados com seus ícones ao longo dos documentos para reforçar a conexão entre as iniciativas e os objetivos de desenvolvimento sustentável.

Durante a realização do Estudo de Materialidade, identificamos também os ODS materiais para o Grupo CPFL, que estão comunicados no Mapa de ODS apresentado no Relatório Anual do Grupo CPFL:

- 03 – Saúde e qualidade de vida
- 04 – Educação de qualidade
- 05 – Igualdade de gênero
- 07 – Energia limpa e acessível
- 08 – Trabalho decente e crescimento econômico
- 10 – Redução das desigualdades
- 11 – Cidades e comunidades sustentáveis
- 12 – Consumo e produção responsáveis
- 13 – Ação contra a mudança global do clima
- 15 – Vida terrestre
- 16 – Paz, justiça e instituições eficazes

g. se o relatório ou documento considera as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) ou recomendações de divulgações financeiras de outras entidades reconhecidas e que sejam relacionadas a questões climáticas

De forma estruturada, realizamos uma avaliação dos riscos, impactos e oportunidades das mudanças climáticas sobre todos os nossos negócios. Utilizamos como base a metodologia da Força-Tarefa sobre Divulgações Financeiras Relacionadas ao Clima (TCFD, na sigla em inglês), iniciativa da qual nossa Companhia é signatária. Essa análise está presente no Relatório Anual e na publicação “Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas”, onde, conforme previamente mencionado, divulgamos os principais riscos climáticos identificados para a Companhia, divididos entre riscos físicos e de transição e seguindo a metodologia da TCFD. Em linha com a mesma metodologia, também são divulgadas as oportunidades aplicáveis à empresa provenientes do processo de descarbonização das economias que é impulsionado como resposta ao problema das mudanças climáticas.

h. se o emissor realiza inventários de emissão de gases do efeito estufa, indicando, se for o caso, o escopo das emissões inventariadas e a página na rede mundial de computadores onde informações adicionais podem ser encontradas

O Inventário de Gases de Efeito Estufa do Grupo CPFL Energia considera os escopos 1, 2 e 3 (contemplando sete das quinze categorias aplicáveis ao negócio da CPFL), está disponível em <https://registropublicodeemissoes.fgv.br/participantes/1077> e também é reportado ao CDP – Carbon Disclosure Project.

i. explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso: (i) a não divulgação de informações ESG; (ii) a não adoção de matriz de materialidade; (iii) a não adoção de indicadores-chave de desempenho ESG; (iv) a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ESG divulgadas; (v) a não

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ESG divulgadas; e (vi) a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa.

Não aplicável.

1.10 Informações de sociedade de economia mista

1.10. Indicar, caso o emissor seja sociedade de economia mista:
--

a. interesse público que justificou sua criação;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

b. atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização, indicando:

i. os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, e os previstos para os próximos exercícios sociais, critérios adotados pelo emissor para classificar essa atuação como sendo desenvolvida para atender ao interesse público indicado na letra "a";

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

ii. quanto às políticas públicas acima referidas, investimentos realizados, custos incorridos e a origem dos recursos envolvidos – geração própria de caixa, repasse de verba pública e financiamento, incluindo as fontes de captação e condições;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

iii. estimativa dos impactos das políticas públicas acima referidas no desempenho financeiro do emissor ou declaração de que não foi realizada análise do impacto financeiro das políticas públicas acima referidas;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

c. processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante

1.11. Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor:

Não houve nenhuma aquisição não enquadrada na operação normal nos negócios da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

1.12. Indicar operações de fusão, cisão, incorporação, incorporação de ações, aumento ou redução de capital envolvendo o emissor e os documentos em que informações mais detalhadas possam ser encontradas

Evento	Incorporação da CPFL Cone Sul Comercialização de Energia Ltda. ("CPFL Cone Sul") pela CPFL Transmissão S.A. ("CPFL Transmissão")
Principais Condições do Negócio	<p>Em fato relevante, divulgado em 28 de fevereiro de 2024, a Companhia informou aos seus acionistas e ao mercado em geral que, naquela data, foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Transmissão e por meio de Alteração do Contrato Social da CPFL Cone Sul, a incorporação, pela CPFL Transmissão, de sua controladora direta, CPFL Cone Sul, que detinha a totalidade das ações de emissão da CPFL Transmissão, na forma do art. 227 da Lei das S.A. e 1.116 do Código Civil ("Incorporação"), de acordo com os termos e condições do "Protocolo e Justificação" de Incorporação da CPFL Cone Sul pela CPFL Transmissão, também celebrado na mesma data.</p> <p>Em razão da Incorporação, (i) a totalidade das ações de emissão da CPFL Transmissão de titularidade da CPFL Cone Sul foram canceladas e novas ações, com os mesmos direitos a elas conferidos, foram atribuídas à sua única sócia, CPFL Comercialização Brasil S.A., ("CPFL Brasil"), em substituição a sua participação no capital social da CPFL Cone Sul, e (ii) a CPFL Cone Sul foi extinta e seu acervo líquido foi absorvido pela CPFL Transmissão, que a sucedeu em todos bens, direitos, créditos, deveres e obrigações (iii) o capital social da CPFL Transmissão foi aumentado em R\$ 20.395.437,09, passando, portanto, de R\$ 981.342.763,72 para R\$ 1.001.738.200,81, representado por 9.791.805 ações, sem valor nominal, sendo 9.677.114 ações ordinárias e 114.691 ações preferenciais, sem direito a voto, todas nominativas</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Cone Sul (ii) CPFL Transmissão (iii) CPFL Brasil
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser transferido.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Evento	Cisão parcial da CPFL Geração, com versão do acervo líquido cindido à CPFL Energia, e consequente aporte deste pela CPFL Energia, em sua controlada CPFL Brasil. Ato subsequente, foi realizado o aporte do referido acervo pela CPFL Brasil em sua controlada CPFL Transmissão
Principais Condições do Negócio	<p>Em 26 de abril de 2024, a CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração") aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a cisão parcial de seu acervo líquido, composto pelos seus investimentos nas empresas CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda. ("CPFL Piracicaba"), CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda. ("CPFL Morro Agudo"), CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda. ("CPFL Maracanaú"), CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. ("CPFL Sul I"), CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda ("CPFL Sul II") (em conjunto denominadas "Transmissoras") e dívidas relacionadas aos respectivos investimentos. O valor do acervo líquido cindido correspondente a R\$ 576.025.110,41 foi incorporado pela sua controladora CPFL Energia. Na mesma data, em Assembleia Geral e Extraordinária da CPFL Brasil, foi aprovado o aumento de capital da CPFL Brasil no valor de R\$ 576.025.110,41, oriundo do aporte pela CPFL Energia do acervo líquido incorporado em decorrência da Cisão Parcial da CPFL Geração. Na mesma data e em ato subsequente, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Transmissão, o aumento de capital da Companhia, mediante o aporte, pela CPFL Brasil, do acervo destacado acima.</p> <p>Esta reestruturação teve o objetivo de centralizar os investimentos nas empresas transmissoras, de modo a apresentar um segmento de transmissão mais bem definido.</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Energia (ii) CPFL Geração (iii) CPFL Piracicaba (iv) CPFL Morro Agudo (v) CPFL Maracanaú (vi) CPFL Sul I (vii) CPFL Sul II (viii) CPFL Brasil (ix) CPFL Transmissão
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	<p>Em decorrência da Reestruturação Societária:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) O Capital Social da CPFL Geração passou a ser de R\$ 972.728.561,40, dividido em 225.137.769.366 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal. 2) Com o aporte de capital feito pela CPFL Energia, o Capital Social da CPFL Brasil passou a ser de R\$ 2.958.473.594,41, dividido em 97.018.623 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

	<p>3) Com o aporte de capital feito pela CPFL Brasil, o Capital Social da CPFL Transmissão passou a ser de R\$ 1.577.763.311,22, dividido em 15.241.703 ações ordinárias e 180.641 ações preferenciais, todas nominativas e sem valor nominal.</p> <p>Ainda, a CPFL Transmissão se tornou controladora das seguintes empresas:</p> <ul style="list-style-type: none">• CPFL Piracicaba• CPFL Morro Agudo• CPFL Maracanaú• CPFL Sul I• CPFL Sul II
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário (CPFL Energia).
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser transferido.

1.13 Acordos de acionistas

1.13. Indicar a celebração, extinção ou modificação de acordos de acionistas e os documentos em que informações mais detalhadas possam ser encontradas

Não há qualquer acordo de acionistas vigente arquivado na sede da Companhia, considerando que a State Grid Brazil Power Participações S.A. é a única acionista controladora da Companhia.

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

1.14. Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

1.15. Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não houve, no último exercício social, contratos relevantes celebrados pela Companhia e suas controladas que não estejam diretamente relacionados com nossas atividades operacionais.

1.16 Outras informações relevantes

1.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Desde 1995, o governo brasileiro adotou inúmeras medidas para reformar o Setor Elétrico Brasileiro. Estas culminaram, em 15 de março de 2004, na promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848/2004), que reestruturou o setor de energia elétrica, com o objetivo final de oferecer aos consumidores um abastecimento seguro de energia elétrica a uma tarifa adequada.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes nas normas do setor elétrico com a intenção de (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade geradora, e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, com tarifas adequadas, por meio de processos de leilão competitivos de energia elétrica. Os principais elementos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- Criação de dois “ambientes” para comercialização de energia elétrica, sendo (i) o mercado regulado, mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, o ambiente de contratação regulada; e (ii) um mercado especificamente destinado a consumidores Livres e agentes comercializadores que permita certo grau de competição, denominado ambiente de contratação livre.
- Restrições a determinadas atividades de distribuidoras, de forma a exigir que estas se concentrem em seu negócio essencial de distribuição, para promover serviços mais eficientes e confiáveis a Consumidores Cativos.
- Eliminação do direito à chamada autocontratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Desestatização, originalmente criado pelo Governo Federal em 1990 com o objetivo de promover o processo de privatização de empresas estatais.

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que comprem energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica. As partes que venderem energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico, por exemplo, a quantidade de energia vendida na CCEE deve ser previamente comprada no âmbito de PPAs e/ou gerada por usinas do próprio vendedor. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL e CCEE.

A partir de 2005, todo agente gerador, distribuidor e transmissor de energia, Produtores Independentes de Energia ou Consumidores Livres e Especiais passaram a notificar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Também, cada agente de distribuição passou a notificar o MME em até sessenta dias antes de cada leilão de energia, sobre a quantidade de energia que pretende contratar nos leilões. Baseado nessa informação, o MME passou a estabelecer a quantidade total de energia a ser contratada no ambiente de contratação regulado e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões.

Em 4 de abril de 2019, o MME emitiu a Portaria nº 187/2019, que estabeleceu um grupo de trabalho destinado a desenvolver melhorias legais e regulatórias no setor elétrico para os (i) ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico; (ii) mecanismos de formação de preços; (iii) racionalização de encargos e subsídios; (iv) Mecanismo de Realocação de Energia - MRE; (v) alocação de custos e riscos; (vi) inserção das novas tecnologias; e (vii) sustentabilidade dos serviços de distribuição. O relatório do grupo de

1.16 Outras informações relevantes

trabalho descreveu uma série de ações para o endereçamento do desenvolvimento de estudos detalhados a fim de permitir a modernização do setor elétrico.

Em síntese, as discussões dos grupos de trabalho foram voltadas para elaboração de propostas capazes de instrumentalizar os conceitos em medidas efetivas de modernização e racionalização econômica do setor elétrico, e que pudessem permitir um primeiro aprimoramento do marco regulatório e comercial com base nas decisões que orientam a reforma com elementos de coesão, aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico, alocação adequada de custos entre os agentes, e medidas de sustentabilidade. Isso porque o setor elétrico está passando por um período de transição energética, a qual necessita de atualização do arcabouço regulatório com o compromisso de manter a confiabilidade do sistema elétrico ao acomodar o conjunto de transformações que estão sendo implementadas.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois diferentes segmentos de mercado: (i) o ambiente de contratação regulada, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões, de toda a energia elétrica que for necessária para fornecimento a seus consumidores e, (ii) o ambiente de contratação livre, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não regulados (como Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. As distribuidoras podem também comprar energia elétrica proveniente de: (i) de geração oriunda de empreendimentos concessionários, permissionários, autorizados e aqueles de que trata o art. 8º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conectadas no sistema da distribuidora compradora, com exceção de geradoras hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termelétricas e geradoras afiliadas, nos termos definidos em regulamento, as condições técnicas, as formas de contratação e os limites de repasse às tarifas; (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do Programa PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) de leilões administrados pelas distribuidoras, as chamadas públicas, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; (v) de usinas hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em “cotas de energia” distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo brasileiro, com preço determinado pelo MME/ANEEL) e (vi) de Angra 1 e 2, a partir de 1º de janeiro de 2013. A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no Sistema Interligado Nacional Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar norte-americano e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano. As alterações no preço de venda da energia elétrica gerada em Itaipu estão sujeitas, no entanto, ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A, exposto abaixo em “Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica”. Além disso, os distribuidores de energia elétrica também podem vender, voluntariamente e sujeitos aos riscos de repasse da regra de apuração determinada pelos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), eventual energia excedente a Consumidores Livres e Especiais, geradores e autogeradores por meio do Mecanismo de Venda de Excedentes, estabelecido pela primeira vez através da Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL (hoje Resolução Normativa nº 1.009/2022).

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ambiente de contratação regulada, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus Consumidores Cativos de geradoras por meio de leilões públicos. Os leilões são coordenados pela ANEEL, seguindo as diretrizes do MME, realizados por intermédio da CCEE.

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco

1.16 Outras informações relevantes

de o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia elétrica, caso em que a unidade geradora é obrigada a comprar a energia elétrica de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento. Nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ambiente de contratação regulada. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. Em conjunto, esses contratos constituem os CCEARs.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, observados os limites regulamentares (conforme abaixo explicado) as distribuidoras de energia elétrica têm o direito de repassar a seus respectivos consumidores o custo relacionado à energia elétrica por elas adquirida por meio de leilões públicos, bem como quaisquer impostos e encargos do setor equivalente a energia comprada.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as licitações para novas Usinas Hidrelétricas incluam, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ambiente de contratação regulada.

Ambiente de Contratação Livre - ACL

O ambiente de contratação livre engloba as operações entre concessionárias geradoras, produtores independentes de energia elétrica, autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, Consumidores Livres e Consumidores Especiais. O ambiente de contratação livre também pode incluir contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a respectiva expiração. Quando de sua expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. No entanto, geradoras normalmente vendem sua geração simultaneamente, dividindo o total de energia entre o Mercado Regulado e Livre. É possível vender energia separadamente em um ou mais mercados. Os Consumidores Livres estão divididos em dois tipos: Consumidores Livres Convencionais e Consumidores Livres Especiais:

- Consumidores Livres Convencionais eram clientes do Grupo A cuja demanda de energia contratada era de pelo menos 3 MW. Desde 2019 este limite vem sendo reduzido conforme instaurado pelas Portarias MME nº 514/2018, nº 465/2019 e nº 050/2022. Os novos limites definidos pelo MME, segundo as portarias, reduziu gradativamente com carga igual ou superior a 1,5MW em 1º de janeiro de 2021, 1MW em 1º de janeiro de 2022, 0,5MW em 1º de janeiro de 2023, e carga individual inferior a 500kW em 1º de janeiro de 2024. Esses consumidores podem optar por adquirir toda ou parte de sua energia de fontes convencionais e incentivadas, de outro agente fornecedor, nos termos da legislação vigente. Referimo-nos aos consumidores que exercem essa opção como "Consumidores Livres Convencionais".
- Consumidores Livres Especiais são consumidores individuais ou grupos de consumidores cuja demanda de energia contratada, individual ou somadas, varia entre 500 kW e 1 MW. Os consumidores Livres Especiais somente podem adquirir energia de fontes incentivadas: (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroelétrica; (ii) geradores de hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidrelétrica; (iii) empreendimentos com capacidade limitada a 5.000 kW; e (iv) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 kW.

Também nos referimos aos consumidores que satisfazem os respectivos requisitos de demanda, mas que não tenham exercido a opção de migrar ao Mercado Livre como "Consumidores Livres Convencionais Potenciais" ou "Consumidores Livres Especiais Potenciais", conforme o caso, e, de modo geral, como "Consumidores Livres Potenciais".

1.16 Outras informações relevantes

Desenvolvimentos Recentes no Mercado Livre

Em 28 de dezembro de 2018, o MME emitiu a Portaria nº 514/2018, que reduziu os requisitos de carga para ser um Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo limites de demanda mínima contratada de energia de 3,0 MW para 2,5 MW com vigência a partir de 1º de julho de 2019, e de 2,5 MW a 2,0 MW com vigência a partir de 1º de janeiro de 2020. Posteriormente, o MME emitiu a Portaria nº 465/2019, que também atualizou os requisitos para Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo novamente a demanda mínima contratada de energia para 1,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2021, 1 MW a partir de 1 de janeiro de 2022 e 0,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2023. Essa ação não aumentou o número de consumidores elegíveis para o Mercado Livre porque consumidores com 0,5MW de carga já podem migrar, mas com a limitação de compra de energia apenas de fontes incentivadas, assim, a redução gradual dos limites de carga flexibilizou a regra, permitindo que os consumidores adquiram energia de fontes convencionais também. Ainda na Portaria nº 465/2019, o MME estabeleceu que até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deveriam apresentar um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com cargas abaixo de 0,5MW. Em atendimento à Portaria, a Aneel apresentou uma proposta de abertura do mercado livre no Brasil, por meio da nota técnica nº 10/2022, sendo estabelecido que antes de indicar um cronograma para a abertura do mercado livre, há necessidade de aprimoramentos regulatórios no país, dessa forma, foram identificados 14 itens para regulamentação ou aprimoramento. Em continuidade, por meio da publicação da Lei nº 14.120/21 e da Portaria Normativa nº 50/GM/MME/2022, foram flexibilizados os requisitos de migração para o ambiente de contratação livre (ACL) aos consumidores do Grupo A com carga individual inferior a 0,5MW, a partir de 1º de janeiro de 2024, tornando necessário os ajustes e adequações no modelo setorial a fim de promover uma abertura de mercado sustentável para todos os agentes do setor, em especial, aos consumidores finais de energia. Também, a Portaria nº 050/2022 decretou que os consumidores classificados como Grupo A, nos termos da regulamentação vigente, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), entretanto consumidores com carga individual inferior a 0,5MW, devem ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Leilões no Ambiente de Contratação Regulada

De acordo com o Decreto nº 9.143/2017, os leilões de energia para novos projetos de geração são realizados como leilões “n”, onde “n” significa o número de anos antes da data de entrega inicial e atualmente varia de três a sete (denominados leilões “A-3”, “A-4”, “A-5”, “A-6” e “A-7”). Os leilões de eletricidade das instalações de geração de energia existentes ocorrem (i) de um a cinco anos antes da data de entrega inicial (denominados leilões “A-1”, “A-2”, “A-3”, “A-4” e “A-5”) ou (ii) quatro meses antes da data de entrega (referidos como “ajustes de mercado”).

Editais de leilão são preparados pela ANEEL em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME, que incluem a exigência de usar o menor preço de energia ofertado como critério para determinar os vencedores dos leilões.

Cada empresa de geração que participa de um leilão assina um contrato de compra e venda de eletricidade com cada empresa de distribuição participante do certame, o chamado CCEAR, proporcionalmente à respectiva demanda declarada de eletricidade por cada distribuidora, bem como aos preços resultantes do leilão. Para os leilões de ajuste de mercado, no qual os contratos são assinados diretamente entre empresas de geração e distribuição e são limitados a um prazo de dois anos, a quantidade total de energia contratada não pode exceder 5,0% da quantidade total de energia contratada por cada Distribuidor. O CCEAR contém termos e condições padrão e não negociáveis que são estabelecidos pela ANEEL. Uma parcela significativa de nossos CCEARs prevê que o preço será reajustado anualmente de acordo com o IPCA. No entanto, alguns dos nossos CCEARs estabelecem outros índices para ajustar os preços, tais como preços de combustíveis. Os distribuidores concedem garantias financeiras (principalmente recebíveis do serviço de distribuição) a geradoras, a fim de garantir suas obrigações de pagamento sob o CCEAR.

1.16 Outras informações relevantes

Em relação aos CCEARs decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, existem três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam (i) compensação pela saída de Consumidores Livres Potenciais do ambiente de contratação regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4,0% ao ano no montante inicial contratado a partir da geração de energia existente, excluindo o primeiro ano de fornecimento, para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra; e (iii) adaptação aos montantes de energia estipulados nos contratos de aquisição de energia firmados anteriormente a 17 de março de 2004. É possível também reduzir montantes de Energia Nova através dos Mecanismos de Compensação Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN), bem como solicitar também montantes adicionais de energia; a partir de declarações de sobras e déficits das distribuidoras, o mecanismo promove a compensação entre as empresas, na proporção das declarações. Além disso, a Resolução Normativa ANEEL nº 824/2018 instituiu o Mecanismo de Venda de Excedentes, que permite que os distribuidores de energia vendam voluntariamente energia excedente a Consumidores Livres e Especiais, geradores e autogeradores periodicamente.

Desde 2005, a CCEE realizou com sucesso 37 leilões para projetos de nova geração, 31 leilões especificamente para instalações de geração de energia existentes, 3 leilões para projetos de geração de fontes alternativas e 10 leilões, qualificados como “energia de reserva”. De acordo com o Decreto nº 9.143/2017, o MME deve publicar um cronograma anual estimado de leilões regulados até 30 de março de cada ano e, de acordo com o Decreto nº 5.163/2004, até 1º de agosto de cada ano, todos os agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e os consumidores livres devem fornecer à EPE sua demanda estimada de energia elétrica para os cinco anos subsequentes para planejamento da expansão do sistema. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser negociado em leilões e decide quais fontes estarão aptas a participar. Como regra geral, os contratos celebrados em um leilão têm os seguintes termos: (i) de 15 a 35 anos do início do fornecimento nos casos de novos projetos de geração; (ii) de um a 15 anos a partir do ano seguinte ao leilão nos casos de instalações de geração de energia existente; (iii) de 10 a 35 anos do início do fornecimento nos casos de projetos de geração de energia alternativa; e (iv) no máximo 35 anos para energia de reserva.

Após a conclusão do leilão, vendedores e distribuidoras compradoras firmam os CCEARs, nos quais as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados conforme resultados do leilão. Grande parte de nossos CCEARs estabelece que o preço seja corrigido anualmente pela variação do IPCA. Contudo, fazemos uso de outros indicadores para correção do preço dos nossos CCEARs, tais como o preço dos combustíveis. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) a fim de garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

O Valor Anual de Referência

O regulamento também estabelece um mecanismo, o Valor Anual de Referência, que limita os valores dos custos que podem ser repassados aos Consumidores Finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços da energia elétrica nos leilões de energia nova “A-6”, “A-5”, “A-4” e “A-3”, calculados para todas as empresas de distribuição. Os valores dos leilões para projetos de geração de energia alternativa e para projetos indicados como prioritários pelo CNPE não são considerados no cálculo do Valor Anual de Referência.

O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as empresas de distribuição contratem suas demandas esperadas de eletricidade ao menor preço nos leilões “A-6”, “A-5”, “A-4” e “A-3”. O regulamento estabelece as seguintes limitações à capacidade das empresas de distribuição de repassar custos aos consumidores: (i) nenhum repasse de custos para compras de eletricidade que excedam 105% da demanda real (ressalvados os casos em que há sobras e exposições involuntárias); e (ii) repasse limitado de custos com compras de energia elétrica nos leilões “A-3” e “A-4”, caso o volume da energia adquirida exceda 2,0% da demanda por eletricidade. De acordo com o Decreto nº 9.143/2017, os custos de energia nova e energia existente são repassados integralmente aos consumidores, desde que cumpridas as determinações regulatórias. O MME estabelece o preço máximo de aquisição para a eletricidade gerada por projetos existentes que esteja incluída nos leilões de venda de eletricidade aos distribuidores; e, se os distribuidores não cumprirem a obrigação de contratar integralmente

1.16 Outras informações relevantes

sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de *commodities* à vista será o menor do PLD e do Valor Anual de Referência.

O PLD é utilizado para avaliar a energia negociada no mercado spot. Ele é calculado para cada submercado e diariamente para cada hora do dia seguinte, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração. Para 2023, foi estabelecido o PLD mínimo de R\$69,04/ MWh, PLD máximo estrutural em R\$ 684,73/MWh, e PLD máximo horário em R\$ 1.404,770/MWh, conforme Resolução Homologatória 3.167/2022.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

As Resoluções da ANEEL nº 109 de 2004, e nº 210 de 2006, conduziram à criação da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Tal Convenção regula a organização e administração da CCEE, assim como as condições para a comercialização de energia elétrica. Também define, entre outros: (i) os direitos e obrigações dos participantes da CCEE; (ii) as penalidades a serem impostas a participantes inadimplentes; (iii) a estrutura para a resolução de controvérsias; (iv) as regras de comercialização tanto no ambiente de contratação regulada como no ambiente de contratação livre; e (v) a contabilização e processo de compensação para operações de curto-prazo.

Restrição de Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras integrantes do Sistema Interligado Nacional não poderão (i) conduzir negócios relacionados à geração ou transmissão de energia elétrica; (ii) vender energia elétrica aos Consumidores Livres, com exceção dos situados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas que se aplicam a Consumidores Cativos; (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, sociedade anônima ou limitada; ou (iv) conduzir negócios que não tenham relação com suas respectivas concessões, com exceção das permitidas por lei ou no contrato de concessão pertinente. As geradoras não podem deter o controle ou participações societárias significativas nas distribuidoras.

Nos termos do Decreto nº 9.143/2017, as distribuidoras de energia elétrica foram autorizadas a negociar excedentes de energia com Consumidores Livres e outros agentes do Mercado Livre (geradoras, comercializadoras e autoprodutoras). Essa faculdade foi regulamentada através da instituição do Mecanismo de Venda de Excedentes, que foi introduzido pela Resolução Normativa nº 824/2018 da ANEEL, sendo revogada pela Resolução Normativa nº 904/2020, e atualmente regulamentada pela Resolução Normativa nº 1.009/2022, com vigência desde 22 de março de 2022, a qual estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre.

Eliminação do Direito à Autocontratação

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a Consumidores Cativos é atualmente efetuada no ambiente de contratação regulada, a chamada autocontratação (autorização para as distribuidoras atenderem a até 30,0% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica proveniente de autoprodução ou adquirida de partes relacionadas) não é mais permitida, exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Questionamentos sobre a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Partidos políticos estão atualmente contestando a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico perante o Supremo Tribunal Federal (STF). Em outubro de 2007, o STF emitiu uma sentença relativa a agravos que foram solicitados no âmbito da ação, negando referidos agravos por maioria de votos. Até o momento, não existe ainda uma decisão final sobre este mérito e não sabemos quando será proferida. Neste ínterim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico continua em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal Federal, esperamos que as disposições relacionadas à proibição das distribuidoras que se dediquem a atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica, incluindo vendas de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à autocontratação, continuem em vigor.

1.16 Outras informações relevantes

Se o STF considerar toda ou parte relevante da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico como inconstitucional, o esquema regulatório introduzido pela Lei não terá efeitos, o que gerará incerteza quanto à forma como e quando o governo brasileiro conseguirá reformar o setor de energia elétrica.

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

A ANEEL havia estabelecido limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico, os quais foram eliminados através da Resolução nº 378 de 10 de novembro de 2009.

Nos termos da Resolução nº 378, a ANEEL atualmente apresenta potenciais violações na livre concorrência no setor de energia elétrica para análise pela SDE, que é de responsabilidade do CADE desde a entrada em vigor da Lei nº 12.529/2011. A ANEEL também tem o poder de monitorar a atividade sobre livre concorrência potencial, sejam ao seu próprio critério ou mediante solicitação do CADE, identificando: (i) o mercado relevante; (ii) a influência de partes envolvidas na troca de energia nos submercados em que elas operam; (iii) o exercício real do poder de mercado em relação aos preços do mercado; (iv) a participação das partes no mercado de geração de energia; (v) a transmissão, distribuição e comercialização de energia em todos os submercados; e (vi) os ganhos de eficiência dos agentes de distribuição durante os processos de revisão de tarifária.

Em termos práticos, o papel da ANEEL limita-se a fornecer ao CADE informações técnicas para apoiar pareceres técnicos do CADE. O CADE, por sua vez, adere aos comentários e decisões da ANEEL, e só pode desconsiderá-los se demonstrar suas razões para fazê-lo. Antes da vigência da Lei nº 12.529/2011, certas responsabilidades do CADE foram desempenhadas pela SDE e pareceres técnicos relativos a questões de concorrência foram emitidos pela SDE em primeira instância e decididos pelo CADE em segunda instância.

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade, ou PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os incentivos conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluem (i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, de acordo com regulamentação do MME; (ii) garantia do repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por usinas termelétricas até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL; e (iii) acesso garantido ao programa de financiamento especial do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, o governo brasileiro estabeleceu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, ou Programa PROINFA. Nos termos do Programa PROINFA, a Eletrobrás oferece garantias de compra de até 20 anos para a energia gerada por fontes alternativas, sendo a energia adquirida por empresas de distribuição para entrega aos Consumidores Finais. O custo de aquisição dessa energia alternativa é arcado pelos Consumidores Finais em base mensal (exceto por Consumidores Finais de baixa renda, que são isentos desses pagamentos), com base em planos estimados de compras anuais, preparados pela Eletrobrás e aprovados pela ANEEL. Em sua fase inicial, o PROINFA estava limitado a uma capacidade contratada total de 3.299 MW. O objetivo dessa iniciativa era atingir uma capacidade contratada de até 10% do consumo anual total de energia elétrica do Brasil em 20 anos, a partir de 2002.

Visando criar incentivos para geradores de energia alternativa, o governo brasileiro estabeleceu que uma redução não inferior a 50% se aplica aos valores da TUSD devida por (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade entre 3.000 kW e 30.000 kW; (ii) Usinas Hidrelétricas com capacidade de até 3.000 kW; e (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) com capacidade de até 30.000 kW. A redução é aplicável à TUSD devida pela entidade de geração e também por seu consumidor. O valor da redução da TUSD é revisto e aprovado pela ANEEL e reembolsado mensalmente através da Conta CDE por meio de depósitos realizados pela Eletrobrás.

Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva – EER

O Encargo de Energia de Reserva, EER, é um encargo regulatório cobrada mensalmente, criado para arrecadar fundos para energia de reserva contratada pela CCEE. Essas reservas de energia são utilizadas para aumentar a

1.16 Outras informações relevantes

segurança do suprimento de energia no Sistema Interligado Nacional. O EER é arrecadado mensalmente dos Consumidores Finais do Sistema Interligado Nacional registrado junto à CCEE.

Fundo RGR e UBP

Em certas circunstâncias, empresas de energia elétrica são indenizadas com relação a certos ativos usados em função de uma concessão, em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1957, o governo brasileiro criou um fundo de reserva destinado a prover fundos para tal indenização, conhecido como Fundo RGR. As empresas que operam em regimes de serviço público são obrigadas a efetuar a título de contribuição mensal ao Fundo RGR, a uma alíquota anual igual a 2,5% dos investimentos em ativos fixos da empresa relacionados ao serviço público, sem exceder, contudo, 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer exercício. A Lei nº 12.431 de 2011 estendeu a vigência desta taxa até 2035. Entretanto, a Lei nº 12.783/13 estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2013, esse encargo não mais incide sobre as companhias de distribuição, geração ou transmissão cujas concessões foram estendidas nos termos da referida lei, ou as novas concessionárias de geração e transmissão.

Os Produtores Independentes de Energia Elétrica que utilizam fontes hidrelétricas devem também pagar uma taxa similar cobrada de empresas de serviço público com relação ao Fundo RGR. Os Produtores Independentes de Energia Elétrica são obrigados a efetuar pagamentos ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as regras estabelecidas no processo licitatório referente à concessão correspondente. A Eletrobrás recebeu pagamentos referentes ao Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os encargos relativos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 foram pagos diretamente ao governo brasileiro.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE foi estabelecida pela Lei nº 10.438/2002, sendo seu valor calculado anualmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi originalmente criada para dar suporte: (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos eram arcados pela Conta de Consumo de Combustível, ou CCC, antes da promulgação da Lei nº 12.783/13. Desde 23 de janeiro de 2013 (Decreto nº 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto nº 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela lei 12.783/13; (iii) subcontratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA, de forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes foi limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014. Desde 2018, os consumidores rurais e as empresas públicas de água, esgoto e saneamento tiveram suas isenções tarifárias reduzidas gradativamente até sua extinção, que ocorreu em 2023. A CDE está em vigor por 22 anos, desde 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

A Resolução nº 173 de 28 de novembro de 2005 estabeleceu o ESS, que, desde janeiro de 2006, tem sido incluído nas correções de preço e taxas para concessionárias de distribuição que fazem parte do Sistema Interligado Nacional. Este encargo é baseado nas estimativas anuais feitas pelo ONS em 31 de outubro de cada ano.

1.16 Outras informações relevantes

Em 2013, devido às condições hidrológicas adversas, o ONS despachou um número de Usinas Termelétricas, levando a um aumento dos custos. Estes despachos causaram um aumento significativo no Encargo do Serviço do Sistema Relacionados à Segurança Energética, ou ESS-SE. Uma vez que o encargo ESS-SE se aplica apenas a distribuidoras (embora possa posteriormente ser transferido aos consumidores) e para Consumidores Livres, o CNPE decidiu, através da Resolução nº 03/2013, repartir os custos, ampliando o encargo ESS-SE a todos os participantes do setor de energia elétrica. Essa decisão aumentou a base de custo de nossas subsidiárias em negócios exceto as distribuidoras (por não poderem transferir o custo para os consumidores), principalmente nosso segmento de Geração. No entanto, alguns participantes da indústria, incluindo nossas subsidiárias de geração, estão contestando a validade da Resolução nº 03/2013 e obtiveram uma liminar judicial, que foi confirmada pelo Supremo Tribunal Federal, ("STF"), isentando-os do ESS-SE.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que os detentores de uma concessão e autorização de uso de recursos hídricos paguem uma taxa de 7,00% do valor da energia que geram pela utilização de tais instalações. Esse encargo deve ser pago ao distrito federal, estados e municípios nos quais a usina ou seu reservatório esteja localizado.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

A TFSEE é uma taxa anual devida pelos detentores de concessões, permissões ou autorizações na proporção de seu porte e atividades.

Taxa do ONS

A Taxa do ONS, devida mensalmente pelas concessionárias de distribuição, é utilizada para financiar o orçamento do ONS em sua função de coordenação e controle de produção e transmissão de energia no Sistema Interligado Nacional.

Inadimplemento no Pagamento de Encargos Regulatórios

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabeleceu que a falta de pagamento das contribuições ao agente regulatório, ou a não realização de outros pagamentos, tais como os devidos em função da compra de energia elétrica no ambiente de contratação regulada ou de Itaipu, impedirá a parte inadimplente de proceder com reajustes ou revisões de sua tarifa (exceto por revisões extraordinárias) e que receba recursos oriundos do Fundo RGR e da CDE.

Mecanismo de Realocação de Energia

Proteção contra certos riscos hidrológicos para geradores hidrelétricos com despacho centralizado é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidrelétrica é atribuída uma Energia Assegurada, determinada em cada contrato de concessão pertinente, independentemente da quantidade de energia elétrica gerada pela usina. O MRE transfere a energia excedente daqueles que geraram além de sua Energia Assegurada para aqueles que geraram abaixo. O despacho efetivo de geração é determinado pelo ONS tendo em vista a demanda de energia em âmbito nacional e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela acima ou abaixo da Energia Assegurada, é precificada por uma tarifa denominada Tarifa de Energia de Otimização ("TEO"), que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional deve ser contabilizada mensalmente para cada gerador.

Fator de Escalonamento de Geração

O Fator de Escalonamento de Geração, ou GSF, é um índice que compara a soma do volume de energia gerada pelas empresas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE e o volume de Energia Assegurada que elas estão obrigadas a entregar por contrato. Se o índice GSF for inferior a 1,0, ou seja,

1.16 Outras informações relevantes

caso esteja sendo gerada menos energia do que a Energia Assegurada total, as empresas hidrelétricas devem comprar energia no mercado *spot* para cobrir a carência de energia e cumprir os volumes de Energia Assegurada, nos termos do MRE. De 2005 a 2012, o GSF permaneceu acima de 1,0. O GSF começou a decrescer em 2013, piorando em 2014, quando permaneceu abaixo de 1,0 por todo o ano. Em 2015, o GSF variou entre 0,783 e 0,825, exigindo que as geradoras de energia elétrica adquirissem energia no mercado *spot*, incorrendo, portanto, em custos significativos.

Subsequentemente às discussões mantidas entre as empresas geradoras e o governo brasileiro sobre esses custos, o governo emitiu a Lei Federal nº 13.203, em 8 de dezembro de 2015. Essa lei abordou o risco GSF separadamente para o Mercado Regulado e Mercado Livre. Para o Mercado Regulado, a Lei Federal nº 13.203/15 permitiu que as empresas de geração renegociassem seus contratos de energia, estabelecendo um teto para o custo GSF a um prêmio de risco de R\$9,50/MWh por ano, até o final do contrato de compra de energia ou término da concessão, o que ocorresse primeiro. Esse prêmio de risco será pago à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, ou CCRBT.

Em dezembro de 2015, nossas subsidiárias de geração CERAN, ENERCAN, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis, e nossa *joint venture* Chapecoense optaram por renegociar seus contratos do Mercado Regulado e também desistiram de suas ações judiciais. Em janeiro de 2016, nossa controlada em conjunto BAESA optou por renegociar seus contratos ACR. Portanto, o risco hidrológico foi transferido para a CCRBT.

Em 2020, houve a publicação da Lei nº 14.052/2020, que estabeleceu as novas condições de repactuação do risco hidrológico mediante extensão de outorga para as usinas hidrelétricas do MRE impactadas com atrasos de transmissão para escoamento, operação de transmissão para escoamento em condição insatisfatória e antecipação de Garantia Física de empreendimentos estruturantes (UHs Belo Monte e Complexo do Madeira).

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2. Comentários dos diretores

2.1. Os diretores devem comentar sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais;

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

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

O Grupo CPFL continuou ativo na busca do crescimento sustentável em seus segmentos, investindo o valor de R\$ 5,1 bilhões no ano, para melhorar ainda mais a performance dos ativos de distribuição, a partir da ampliação de redes e da implementação de novas tecnologias, a fim de continuar oferecendo um serviço de qualidade a seus clientes. Foram realizados investimentos ainda na manutenção das usinas e em reforços e melhorias nas redes de transmissão, sempre visando a excelência na gestão operacional.

Ainda em relação aos investimentos, é importante destacar a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão Sul I, Sul II e Cachoeirinha 3 compostos por subestações de energia e aproximadamente 382 km de linhas de transmissão, localizados no Estado do Rio Grande do Sul, com RAP de R\$ 87 milhões para o ciclo 2023-2024.

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

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

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

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

No âmbito ESG, as ações da Companhia se mantiveram na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE da B3 e no Índice Carbono Eficiente – ICO2 da B3. Ainda nesse tema, o Plano ESG 2030 começou a ser executado em 2023. Essa plataforma, aprovada pelo Conselho de Administração e divulgada a todos os públicos em 2022, reúne as diretrizes e estratégias para que a CPFL forneça energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos. Com 23 compromissos organizados em 4 pilares, o Plano ESG 2030, atualizado anualmente de forma integrada ao Planejamento Estratégico da companhia, dá continuidade ao trabalho de gestão estratégica iniciado em 2019, quando foi estruturado o primeiro plano de sustentabilidade. Com maior abrangência e visão de longo prazo, o Plano ESG 2030 impulsiona os negócios para ampliar a contribuição à Agenda 2030 e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (“ODS”), propostos pela ONU. Destacam-se compromissos como o de geração de energia 100% renovável, o de neutralidade de carbono, já a partir de 2025, reduzindo 56% das emissões totais

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

até 2030, e o de atingimento de pelo menos 85% dos nossos gastos com parceiros que apresentem práticas avançadas em sustentabilidade.

Já a disciplina financeira, que sempre foi característica marcante da CPFL Energia, mais uma vez direciona nossas decisões de alocação de capital. Em relação ao resultado de 2022, foi possível realizar o pagamento de R\$ 3,3 bilhões em dividendos aos acionistas, no período entre dezembro de 2022 e dezembro de 2023.

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

b. estrutura de capital;

(milhões R\$)

Estrutura de Capital	31/12/2023	%	31/12/2022	%
Capital Próprio	19.999	27%	17.540	25%
Capital de Terceiros	54.972	73%	53.606	75%
Total	74.971	100%	71.146	100%

Em 31 de dezembro de 2023, a estrutura de capital da Companhia era representada por 27% de capital próprio e 73% de capital de terceiros, e os Diretores entendem que tal estrutura é adequada ao cumprimento das obrigações de condução das operações da Companhia. Observa-se que não houve variação significativa nesta composição no exercício de 2023 em relação ao exercício de 2022.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos;

Liquidez e Recursos de Capital

Em 31 de dezembro de 2023, nosso capital de giro líquido refletia um montante deficitário (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 1.711 milhões, uma redução de R\$ 2.012 milhões quando comparado com o valor superavitário de R\$ 301 milhões em 31 de dezembro de 2022.

Essa redução decorre basicamente:

- Do aumento, da ordem de R\$ 820 milhões de saldos Financeiros Setoriais, circulante líquido, indo de um passivo financeiro setorial em ambos os anos de R\$ 50 milhões em 31 de dezembro de 2022 para R\$ 870 milhões no exercício findo em dezembro de 2023. O aumento mencionado deve-se, principalmente, a componentes financeiros, na ordem de R\$ 993 milhões, estes causados, sobretudo, pela devolução de créditos de PIS/COFINS (à Companhia e aos consumidores) ao longo do exercício de 2023 e pelo efeito de escassez hídrica; e
- Do aumento da linha de passivo circulante Mútuo com Coligadas, Controladas e Controladora, na ordem de R\$ 3.140 milhões (referente à mútuo captado pelas controladas CPFL Comercialização Brasil S.A. e CPFL Energias Renováveis S.A. junto a controladora da CPFL Energia, State Grid Brazil Power Participações S.A., em 2022, com vencimento em 2024), decorrente da transferência entre curto e longo prazo;

Compensados parcialmente por aumento de disponibilidades e títulos e valores mobiliários, cuja variação positiva entre os períodos findos de 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022 somam R\$ 930 milhões, além de aumento de aproximadamente R\$ 1.119 milhões a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias, com maior impacto sobre a classe residencial.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A Companhia tempestivamente monitora o capital circulante líquido e, sua geração de caixa, suas projeções de lucros, bem como sua estratégia de financiamento, suportam e viabilizam o plano de redução deste capital circulante líquido.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2023 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2023	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1 a 3 anos	4 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	4.090	3.692	179	-	219
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e Financiamentos - Principal e Encargos ¹	35.246	7.077	14.723	7.178	6.267
Uso do Bem Público ¹	195	24	48	104	19
Entidade de Previdência Privada ⁶	4.530	677	2.827	693	332
Taxas Regulamentares	170	170	-	-	-
Mútuo entre Coligadas, Controladas e Controladora	3.140	3.140	-	-	-
Outros	758	676	3	1	78
Total de Itens do Balanço Patrimonial ¹	48.129	15.457	17.780	7.976	6.915
Compra de Energia (exceto Itaipu) ²	56.230	13.334	24.220	12.996	5.680
Compra de energia de Itaipu ²	11.526	2.071	4.745	2.712	1.998
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ³	33.960	4.983	9.838	5.986	13.153
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico ⁴	418	54	109	68	187
Projetos de construção de usina ⁵	8.252	3.042	3.180	1.673	357
Total de Outros Compromissos	110.386	23.485	42.092	23.434	21.375
Total das Obrigações Contratuais	158.515	38.941	59.873	31.411	28.290

- Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa não descontado, através de projeções de índices. Estes juros futuros **não** são registrados em nosso balanço.
- Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2023. Veja item 2.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário de Referência e a nota explicativa 27 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.
- Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF).
- Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de geração.
- Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a expandir e modernizar os nossos sistemas de distribuição e transmissão, bem como de geração de energia renovável;

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- Amortizar ou refinarciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2023, possuíamos um saldo de dívida não amortizado, líquido de instrumentos financeiros derivativos, com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 7.653 milhões; e
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 3.570 milhões de dividendos em 2023. Já para o exercício de 2024, a Companhia espera pagar o equivalente a R\$ 3.173 milhões referente ao resultado distribuível do exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. O índice de liquidez geral da Companhia tem elevação no exercício de 2023, ano que atingira 0,854, em relação ao exercício de 2022: 0,800 (aumento de 0,054).

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 2.1.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas;

As principais fontes de recursos provêm do funcionamento da geração de dinheiro e financiamento.

Durante o ano de 2023, as subsidiárias da CPFL Energia trouxeram financiamentos principalmente para financiar investimentos nos nossos segmentos de geração, transmissão e distribuição, bem como para reforçar o capital de exploração das empresas.

Foram contratados novos financiamentos para investimento com instituições financeiras ao abrigo de linhas de crédito estrangeiras e novas emissões de debêntures.

A política de liquidez do Grupo CPFL baseia-se na detenção de fundos para cobrir as obrigações de curto prazo estabelecidas no cenário base, considerando a execução do plano de financiamento das necessidades de tesouraria para o ano em curso. Se houver uma necessidade adicional de numerário, o Grupo CPFL tem acesso fácil ao mercado de capitais para angariar fundos para cobrir estas necessidades adicionais.

Ao aplicar esta estratégia, pretendemos reduzir a exposição futura do Grupo CPFL ao fluxo de caixa e a sua exposição ao risco de taxa de juro, bem como manter o seu nível de liquidez e o seu perfil de dívida através de ações de refinanciamento da dívida e redução dos custos.

Para mais informações sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Empresa, ver linha (f) deste item 2.1.

Endividamento

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 1.435 milhões, ou 5%, de 31 de dezembro de 2022 para 31 de dezembro de 2023, principalmente pela captação de recursos por meio de contratação de novos empréstimos, em moeda estrangeira (R\$ 2.991 milhões), emissão de debêntures (R\$ 2.239 milhões), e encargos e atualização monetária/cambial, este último na ordem de R\$ 2.736 milhões. Os aumentos mencionados foram parcialmente compensados pela amortização de seus endividamentos e encargos (R\$ 6.503 milhões).

As principais captações foram:

- Captação, em dívida em moeda estrangeira (especificamente em dólar e iene) pelas nossas subsidiárias CPFL Paulista (R\$ 1.101 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 345 milhões), RGE (R\$ 686 milhões), CPFL Jaguari (R\$ 314 milhões) e CPFL-T (R\$ 416 milhões). Além dos endividamentos em moeda estrangeira, destaca-se a dívida captada em moeda nacional, com taxa de juros atreladas ao indicador financeiro IPCA, pela subsidiária CPFL Renováveis nacional no valor de R\$ 80 milhões; e
- Emissão de títulos de dívidas (debêntures) de algumas subsidiárias, em reais com juros atrelados aos indicadores financeiros CDI e IPCA, no valor de R\$ 750 milhões pela CPFL Paulista, R\$ 300 milhões pela CPFL Piratininga, R\$ 250 milhões pela RGE, R\$ 190 milhões pela CPFL Renováveis, e R\$ 750 milhões pela CPFL-T, totalizando R\$ 2.240 milhões.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

As captações mencionadas acima foram realizadas para planos de investimentos, pagamentos e refinanciamentos de dívidas e reforço de capital de giro.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez;

As principais fontes de recursos provêm do funcionamento da geração de dinheiro e financiamento. Durante o ano de 2023, as subsidiárias da CPFL Energia trouxeram financiamentos principalmente para financiar investimentos nos nossos segmentos de geração, transmissão e distribuição, bem como para reforçar o capital de exploração das empresas.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

Em 31 de dezembro de 2023, nosso endividamento total (incluindo mútuo e encargos, líquido de instrumentos financeiros derivativos) era de R\$ 29.456 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 5.998 milhões, ou 20,4%, estavam expressos em moeda estrangeira, contemplando dólares norte-americanos, euros e iene. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 7.625 milhões de nosso endividamento total tem vencimento em 12 meses. Em 31 de dezembro de 2022, nosso endividamento total (incluindo mútuo e encargos, líquido de instrumentos financeiros derivativos) era de R\$ 28.021 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 6.233 milhões, ou 22,2%, estavam expressos em moeda estrangeira, contemplando dólares norte-americanos e euros. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 4.561 milhões de nosso endividamento total tem vencimento em 12 meses.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos

Nossas categorias de endividamento são como segue:

Pós fixado. Em 31 de dezembro de 2023, havia empréstimos pós fixados, totalizando R\$ 6.939 milhões, sendo os índices IPCA e TJLP (R\$ 5.703 milhões) e CDI (R\$ 1.267 milhões). Esses empréstimos são denominados em reais e sua parte mais significativa está relacionada a: (i) IPCA em nossas distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e RGE Sul (R\$ 5.020 milhões) e (ii) empréstimos vinculados a CDI da CPFL Paulista e CPFL Geração (R\$ 1.267 milhões).

Pré-fixado. Em 31 de dezembro de 2023, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$ 579 milhões. Esses empréstimos são denominados em reais e sua parte mais significativa está relacionada à dívida da CPFL Piratininga.

Debêntures. Em 31 de dezembro de 2023, havia debêntures totalizando R\$ 12.926 milhões, sendo várias séries emitidas pela CPFL Paulista (R\$ 5.131 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 1.617 milhões), RGE (R\$ 3.642 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 96 milhões), CPFL Geração (R\$ 524 milhões) e CPFL Renováveis (R\$ 191 milhões). As condições das debêntures estão sumarizadas na nota 19 de nossas demonstrações financeiras.

Dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em 31 de dezembro de 2023, possuíamos o equivalente a R\$ 5.998 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, compostos por dólares norte-americanos (USD 886 milhões ou R\$ 4.291 milhões), euros (EUR 106 milhões ou R\$ 567 milhões) e iene (JPY 37.905 milhões ou R\$ 1.297 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, ver as notas 18 e 19 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Na data da apresentação deste Formulário de Referência, não havia outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item (i) acima.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da Companhia, observado que determinadas dívidas foram contratadas com garantia real e, portanto, têm preferência sobre outras dívidas da Companhia em caso de falência até o limite da garantia real constituída.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

Condições restritivas dos empréstimos

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2023.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

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

Índices exigidos na demonstração financeira individual da subsidiária da CPFL Renováveis, detentora do contrato

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

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

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

Índice exigido nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid Brazil")

- Patrimônio Líquido dividido pelo Ativo Total (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12/OCPC 01) maior ou igual a 0,3.

A definição de EBITDA na Companhia para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2023.

Condições restritivas das debêntures

As debêntures emitidas pelas empresas do Grupo exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2023.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

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

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2023.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, estão apresentados nas tabelas abaixo:

(Valores expressos em R\$ / mil)

<u>Modalidade</u>	<u>Aprovação</u>	<u>Empresa</u>	<u>Limites contratados</u>	<u>Percentual utilizado</u>
BNDES Finem	2020	CPFL Paulista	1.315.507	100%
BNDES Finem	2020	CPFL Piratininga	424.487	100%
BNDES Finem	2020	RGE	244.385	100%
BNDES Finem	2020	CPFL Santa Cruz	1.485.619	100%
BNDES Finem	2020	CPFL Renováveis (PCH Lucia Cherobim)	221.936	63%
BNB FNE	2018	CPFL Maracanaú	42.422	100%
BNB FNE	2019	SPE Costa das Dunas	70.482	89%
BNB FNE	2020	SPE Farol de Touros	61.672	90%
BNB FNE	2020	SPE Figueira Branca	26.430	87%
BNB FNE	2020	SPE Gameleira	44.051	85%

h. alterações significativas em itens das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa

Nossa administração apresenta as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022 com a apresentação de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	Demonstração do Resultado Consolidado (em Milhões de Reais)				2022
	2023	AH%	AH-R\$	AV%	
Receita Operacional Líquida	39.743	1,0%	389	100,0%	39.354
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(17.669)	2,2%	401	-44,5%	(18.070)
Custo de Operação	(4.056)	-0,3%	(12)	-10,2%	(4.044)
Custo com Serviço Prestado a Terceiros	(4.376)	18,8%	1.014	-11,0%	(5.390)
Lucro Operacional Bruto					
Despesas Operacionais	(3.381)	-60,2%	(1.271)	-8,5%	(2.110)
Despesas com Vendas	(814)	-1,0%	(8)	-2,0%	(806)
Depreciação e Amortização	(9)	10,0%	1	0,0%	(10)
Provisão para Créditos de Liquidação duvidosa	(277)	13,2%	42	-0,7%	(319)
Outras Despesas com Vendas	(528)	-10,7%	(51)	-1,3%	(477)
Despesas Gerais e Administrativas	(1.657)	-11,7%	(174)	-4,2%	(1.483)
Depreciação e Amortização	(164)	10,4%	19	-0,4%	(183)
Outras Despesas Gerais e Administrativas	(1.493)	-14,8%	(193)	-3,8%	(1.300)
Outras Despesas Operacionais	(910)	-602,8%	(1.091)	-2,3%	181
Amortização de Intangível da Concessão	(355)	-11,6%	(37)	-0,9%	(318)
Outras Despesas Operacionais	(555)	-211,2%	(1.054)	-1,4%	499
Resultado do Serviço	10.261	5,3%	521	25,8%	9.740
Equivalência Patrimonial	319	-34,9%	(171)	0,8%	490
Resultado Financeiro	(2.557)	12,2%	354	-6,4%	(2.911)
Receitas Financeiras	1.935	-10,2%	(219)	4,9%	2.154
Despesas Financeiras	(4.492)	11,3%	573	-11,3%	(5.065)
Resultado Antes dos Tributos	8.023	9,6%	703	20,2%	7.320
Contribuição Social	(669)	-19,3%	(108)	-1,7%	(561)
Imposto de Renda	(1.817)	-18,0%	(277)	-4,6%	(1.540)
Lucro Líquido	5.537	6,1%	318	13,9%	5.219
Lucro Líquido Atribuído aos Acionistas Controladores	5.527	8,4%	427	13,9%	5.100
Lucro Líquido Atribuído aos Acionistas Não Controladores	10	-91,6%	-	0,0%	119

- **Receita operacional líquida:**

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2023 e 2022.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	2023			2022	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
Receita Operacional Líquida					
Residencial	18.194	21.980	3,8%	17.530	20.922
Industrial	3.653	6.849	-12,1%	4.158	8.176
Comercial	6.430	8.599	-3,0%	6.627	9.177
Rural	1.735	2.601	-6,7%	1.859	2.886
Poderes Públicos	1.130	1.409	6,8%	1.058	1.310
Iluminação Pública	947	1.944	-3,1%	977	1.975
Serviço Público	1.274	1.869	2,0%	1.249	1.753
Fornecimento Faturado	33.362	45.250	-0,3%	33.458	46.199
Consumo Próprio	-	36	0,0%	-	35
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	326	-	297,6%	82	-
(-) Transferência da Receita Relacionada à Disponibilidade da Rede Elétrica ao Consumidor Cativo	(17.413)	-	17,4%	(14.832)	-
Fornecimento de Energia Elétrica	16.274	45.287	-13,0%	18.708	46.234
Furnas Centrais Elétricas S.A.	907	2.731	-1,2%	918	2.394
Outras Concessionárias e Permissonárias	4.326	15.177	20,3%	3.597	12.692
(-) Transferência da Receita Relacionada à Disponibilidade da Rede Elétrica ao Consumidor Cativo	(199)	-	20,6%	(165)	-
Energia Elétrica de Curto Prazo	541	7.436	-7,2%	583	10.667
Suprimento de Energia Elétrica	5.575	25.344	13,0%	4.933	25.753
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD Consumidor Cativo	17.612	-	17,4%	14.997	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD Consumidor Livre	6.279	-	21,0%	5.190	-
(-) Compensação pelo Não Cumprimento de Indicadores Técnicos	(118)	-	0,0%	(111)	-
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	4.671	-	-12,8%	5.357	-
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.525	-	1613,5%	89	-
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	1.005	-	-28,3%	1.401	-
Aporte CDE - Baixa Renda, Demais Subsídios Tarifários e Descontos Tarifários - Liminares	2.030	-	5,4%	1.926	-
Outras receitas e rendas	1.869	-	-13,5%	2.160	-
Outras Receitas Operacionais	34.873	-	12,5%	31.009	-
Receita Operacional Bruta	56.722	-	3,8%	54.651	-
ICMS	(5.992)	-	11,2%	(5.387)	-
PIS	(723)	-	8,9%	(664)	-
COFINS	(3.340)	-	6,4%	(3.138)	-
ISS	(32)	-	-3,0%	(33)	-
Reserva Global De Reversão - RGR	-	-	0,0%	(2)	-
Conta Desenv Energético - CDE	(5.839)	-	2,1%	(5.720)	-
Programa de P&D e Eficiência Energética	(301)	-	8,3%	(278)	-
PROINFA	(353)	-	8,3%	(326)	-
Bandeiras Tarifárias e Outros	(5)	-	-101,5%	328	-
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(41)	-	141,2%	(17)	-
Outros	(62)	-	0,0%	(58)	-
Deduções das Receitas	(16.979)	-	11,0%	(15.296)	-
Receita Operacional Líquida	39.743	-	1,0%	39.354	-

Receita Operacional Líquida

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, nossa receita operacional líquida aumentou 1,0% (ou R\$ 389 milhões) de modo que encerramos o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 com receita operacional líquida de R\$ 39.743 milhões.

Esse aumento na receita operacional ocorrera, principalmente, devido a ampliação de 12,5%, ou R\$ 3.864 milhões, em relação ao ano de 2022 em "Outras Receitas Operacionais", este, em grande parte, decorrente de: (i) elevação, em R\$ 1.436 milhões, em receita advinda de ativo e passivo financeiro setorial; e, também, (ii) de R\$ 1.089 milhões de receita pela disponibilidade de rede elétrica, em específico, para consumidores livres.

Tal aumento foi parcialmente compensado pela (i) redução na receita de construção de infraestrutura da concessão, em R\$ 686 milhões, devido a menor investimento no segmento de distribuição de energia elétrica do grupo; e (ii) aumento das deduções das receitas, em R\$ 1.683 milhões (ou 11%), principalmente do ICMS e COFINS incidente sobre seu faturamento (R\$ 807 milhões), e impacto de R\$ 562 milhões de bandeiras tarifárias somado a outras deduções de menor impacto individualmente.

A discussão a seguir descreve mudanças em nossa receita operacional líquida por destino e por segmento, com base nos itens que compõem nossa receita bruta.

Vendas por destino

Vendas a consumidores finais

Em comparação ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, nossa receita operacional bruta de vendas para Consumidores Finais (que inclui receita de TUSD de Consumidores Cativos) reduziu 0,3% (ou R\$ 96 milhões) no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, para R\$ 33.362 milhões. Nossas receitas operacionais brutas

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

refletem principalmente as vendas a Consumidores Cativos nas áreas de concessão de nossas subsidiárias de distribuição, bem como a receita TUSD do uso de nossa rede por Consumidores Cativos, ambas sujeitas a reajuste tarifário, conforme descrito abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres nas categorias comercial e industrial.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas todos os anos, em porcentagens específicas para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário anual se torna efetivo varia de acordo com a subsidiária, impactando tanto o ano em que o reajuste tarifário ocorre como o ano seguinte. Os ajustes para nossas subsidiárias ocorrem em março (CPFL Santa Cruz), abril (CPFL Paulista), junho (RGE Sul) e outubro (CPFL Piratininga). Em 2023, nossos reajustes tarifários foram de 3,36%, -0,73%, 1,67% e 5,65% para a CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Santa Cruz respectivamente.

Ainda, ao longo do exercício de 2023, vigorou a bandeira tarifária verde. Para mais informações, consulte a Nota 26 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas.

No geral, os preços médios para consumidores finais em 2023 tiveram uma elevação, em relação ao exercício de 2022, principalmente para as classes Industrial, Comercial e Rural.

- Consumidores residenciais e comerciais. Com relação aos Consumidores Cativos residenciais e comerciais (que representam 98,4% do total de R\$ 24.624 milhões vendidos para esta categoria em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios reduziram em 1,2% para consumidores residenciais, enquanto houve um aumento de 3,6% para consumidores comerciais. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio aumentou em 2,8%.
- Consumidores industriais. Com relação aos consumidores cativos, os preços médios aumentaram 4,9%, enquanto para Consumidores Livres, o preço médio para consumidores industriais aumentou 2,6% devido a novas negociações tarifárias.

O volume total de energia vendida aos consumidores finais no ano encerrado em 31 de dezembro de 2023 reduziu 2,0% (ou 947 GWh) em comparação com 2022. Essa redução representa o efeito de diminuição de 18,5% (ou 1.118 GWh) na quantidade de energia vendida a Consumidores Livres Convencionais, compensado, parcialmente, por um aumento de 1% (ou 172 GWh) na quantidade de energia vendida a Consumidores Cativos Finais.

A quantidade vendida para as categorias residencial e comercial, responsável por 67,6% de nossas vendas a Consumidores Finais, fora impactada por um aumento de 5,1% (ou 1.058 GWh) na categoria residencial, em contrapartida a uma redução de 6,3% (ou 578 GWh) na categoria comercial. Essas mudanças foram devidas ao efeito combinado de:

- Residencial: aumento refletindo o bom desempenho da massa de renda, temperaturas maiores registradas e incremento de unidades consumidoras em 2023 quando comparado ao ano de 2022, ainda que, em contrapartida, tenha havido impacto negativo referente ao aumento de unidades de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída).
- Comercial: retração decorrente de incremento de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída) e as migrações dos clientes cativos para o mercado livre.

A quantidade de energia vendida a consumidores industriais, que representou 15,1% de nossas vendas a consumidores finais em 2023 (comparado a 17,7% em 2022), diminuiu 16,2% (ou 1.327 GW) no ano encerrado em 31 de dezembro de 2023 em relação ao ano encerrado 31 de dezembro de 2022. Essa queda deveu-se principalmente a desaceleração da produção industrial e migração de clientes cativos para o mercado livre.

Suprimento de energia elétrica

Em comparação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, nossa receita operacional bruta de vendas a atacadistas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 elevou-se em 13,0% (ou R\$ 642 milhões) atingindo o montante de R\$ 5.575 milhões (9,8% da receita operacional bruta), devido principalmente ao

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

aumento de 20,3% (ou R\$ 729 milhões) nas receitas de outras concessionárias e licenciadas; compensado, parcialmente, por redução de 7,2% (ou R\$ 42 milhões) nas vendas de energia no mercado de curto prazo.

Outras receitas operacionais

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentaram 7,8% (ou R\$ 1.249 milhões) atingindo o valor de R\$ 17.261 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2023 (30,4% de nossa receita operacional bruta), principalmente devido ao efeito líquido de aumento de R\$ 1.436 milhões na receita de ativos e passivos financeiros setoriais, passando de uma receita de R\$ 89 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022 para R\$ 1.525 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. A receita reflete diferenças no tempo entre nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário e os custos efetivamente incorridos pelas Companhias de distribuição enquanto essa tarifa está em vigor, criando uma obrigação contratual de pagar para ou ter direito a receber de consumidores mediante tarifas subsequentes ou para pagar ou receber do poder concedente quaisquer valores remanescentes no vencimento da concessão. Isso leva a um ajuste para reconhecer a futura redução (ou aumento) das tarifas para contabilizar custos mais baixos (ou adicionais) no ano atual, sendo esse ajuste reconhecido como um item de receita positivo (ou negativo). O aumento deste item em 31 de dezembro de 2023 foi impulsionado principalmente pelo aumento decorrido da devolução dos créditos de PIS e COFINS (impacto de R\$ 2.286 milhões), compensado, parcialmente, por reduções devidos à bandeira de escassez hídrica e outros (valorado em R\$ 734 milhões). Ao longo do exercício de 2023, não houve impactos relevantes (apenas R\$ 27 milhões) quanto a movimentação do ativo e passivo financeiro setorial no que tange a Parcela "A".

Deduções de receitas operacionais

Deduzimos certos impostos e encargos do setor de nossa receita operacional bruta para calcular a receita líquida. O imposto de ICMS é calculado com base na receita operacional bruta dos consumidores finais (faturados), enquanto os impostos federais de PIS e COFINS são calculados com base na receita operacional bruta total. Os programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida. Outros encargos regulatórios variam de acordo com o efeito regulatório refletido em nossas tarifas. Essas deduções representaram 29,9% de nossa receita operacional bruta no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 e 28% no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022. Comparadas com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, essas deduções aumentaram 11% (ou R\$1.683 milhões) elevando o valor para R\$ 16.979 milhões em 2023, devido, principalmente, a (i) uma variação de R\$ 605 milhões que representa um aumento na rubrica de ICMS de 11,2%, (ii) aumento de 101,5% (ou R\$ 333 milhões) em bandeira tarifária e outros (indo de um acréscimo na receita em 2022 de R\$ 328 milhões para uma redução da receita bruta de R\$ 5 milhões), (iii) além do efeito combinado dos demais impostos e encargos (CDE -Conta de Desenvolvimento Energético, PIS e COFINS, PROINFA, entre outros) que aumentaram em R\$ 458 milhões no período.

Custo da energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda

Nossos custos com a compra de energia para revenda reduziram em 8,1% (ou R\$ 1.114 milhões) no ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, atingindo o valor de R\$ 12.583 milhões (42,68% de nossos custos operacionais e despesas operacionais) em comparação com R\$ 13.697 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022 (representando 46,7% de nossos custos operacionais e despesas operacionais), decorrente de um menor volume de energia comprada (3,01% ou 2.111 GWh de variação entre períodos). A redução no Custo da energia elétrica é reflexo:

(i) embora tenha ocorrido aumento no preço médio de energia comprada em leilão no Mercado Regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo em 2023 (R\$ 194,23 em 2023), a redução na rubrica é reflexo de uma menor quantidade de energia comprada de 1.766 GWh, que representa uma redução de 3,0% quando comparado ao exercício de 2022.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(ii) redução de 28,2% (ou R\$ 838 milhões) no custo de energia elétrica comprada de Itaipu devido a redução da quantidade de energia comprada combinado a menor preço médio.

Encargos de uso da rede elétrica

Nossos encargos pelo uso de nosso sistema de transmissão e distribuição aumentaram 16,3% (ou R\$ 711 milhões) resultando em R\$ 5.085 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, reflexo principalmente do aumento dos encargos da rede básica de R\$ 761 milhões e do aumento dos encargos de energia de reserva de R\$ 323 milhões, líquidos de transferências da conta de reserva de energia da CONER.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais compreendem nosso custo de operação, serviços recebidos de terceiros, custos relacionados à construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Comparados ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, nossos outros custos e despesas operacionais aumentaram 2,3% (ou R\$ 270 milhões), resultando em R\$ 11.813 milhões (nota explicativa nº 28 das Demonstrações Financeiras, somadas das depreciações, amortizações e provisão para perdas com créditos de liquidação duvidosa) no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, devido principalmente a: (i) um aumento de 34,8% (ou R\$ 256 milhões) em gastos com serviços de terceiros; (ii) aumento de R\$ 656 milhões com despesas com alienação, desativação e outros de ativos não circulantes, por conta principalmente do ganho registrado em 2022 por conta da aquisição em estágios da Enercan; (iii) aumento nas despesas com pessoal de 6,0% (ou R\$122 milhões); (iv) elevação de R\$ 181 milhões na depreciação e amortização dos ativos do grupo, principalmente por conta da consolidação dos ativos advindos da aquisição do controle da Enercan; parcialmente compensados pela redução com custos relacionados à construção de infraestrutura de concessão de 18,8% (ou R\$1.015 milhões);

Resultado do Serviço

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, nosso resultado do serviço aumentou 5,3% (ou R\$ 520 milhões) resultando em R\$ 10.261 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, principalmente devido ao (i) leve aumento da receita operacional líquida, em termos absolutos (R\$ 389 milhões), combinado a (ii) redução em nosso custo de energia elétrica (R\$ 401 milhões) compensados parcialmente pelo aumento de outros custos e despesas operacionais.

Lucro líquido

Despesa Financeira Líquida

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, nossa despesa financeira líquida reduziu 12,2% (ou R\$ 354 milhões), saindo de R\$ 2.911 milhões em 2022 para R\$ 2.257 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, decorrente, principalmente, de uma redução de R\$ 573 milhões (11,3% em relação ao período predecessor) nas despesas financeiras compensadas parcialmente por uma redução de R\$ 219 milhões nas receitas financeiras (ou 10,2%).

Em 2022, foi celebrado, pela subsidiária CPFL Paulista, transação tributária relacionada a contencioso judicial (IRPJ/CSLL sobre Previdência Privada), que impactara a despesa financeira do referido ano em, aproximadamente, R\$ 911 milhões. Considerando que tal transação não incorrera em impactos no exercício de 2023, a redução na rubrica de despesa financeira de R\$ 980 milhões, entre os períodos, deve-se principalmente a este fato. Adicionalmente, a redução na rubrica também contempla efeitos de despesas com derivativos, ajustes a valor justos, e outros, estes em menor relevância.

A redução da receita financeira deve-se principalmente a uma menor receita de atualização de ativo financeiro setorial em relação ao período do exercício passado, de R\$ 138 milhões em 2023 ante R\$ 386 milhões em 2022 (redução de R\$ 248 milhões ou 64,2%).

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2023, tínhamos R\$ 20.438 milhões (em comparação com R\$ 11.948 milhões em 31 de dezembro de 2022) em dívida denominada em reais, que acumulavam ajustes de juros e inflação com base em uma variedade de índices brasileiros e taxas do mercado monetário. A taxa interbancária média do CDI durante o ano aumentou para 13,20% em 2023, em comparação com 12,43% em 2022; e média (que foi substituída pela TLP - Taxa de Longo Prazo - nos contratos de financiamento firmados em ou após 1º de janeiro de 2018) diminuiu para 6,55% em 2023, em comparação com 7,20% em 2022. Temos o equivalente a R\$ 5.997 milhões (comparado a R\$ 6.233 milhões em 31 de dezembro de 2022) de dívida denominada em moeda estrangeira em dólares, iene e euros. Para reduzir o risco de taxa de câmbio em relação a essa dívida em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, implementamos uma política de uso de derivativos de taxa de câmbio e taxa de juros.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nossas despesas com imposto de renda e contribuição social aumentou para R\$ 2.486 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 em comparação com R\$ 2.101 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022. Nossa taxa efetiva de 30,98% sobre o lucro antes dos impostos no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi inferior à taxa oficial de 34%, principalmente devido ao efeito trazido por conta das subsidiárias optantes pelo regime de tributação do Lucro Presumido.

Resultado líquido

Comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido aumentou 6,11% (ou R\$ 319 milhões), resultando em R\$ 5.537 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Fluxo de Caixa:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	Fluxo de Caixa (em milhões de reais)				2022
	2023	AH%	AH-R\$	AV%	
FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL					
Lucro Antes dos Tributos	8.023	9,6%	703	180,9%	7.320
Ajustes para Conciliar o Lucro ao Caixa Oriundo das Atividades Operacionais					
Depreciação e Amortização	2.250	10,8%	219	50,7%	2.031
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	351	22,3%	64	7,9%	287
Provisão para Devedores Duvidosos	277	-13,2%	(42)	6,2%	319
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	2.331	3,5%	79	52,5%	2.252
Despesa com Plano de Pensão	163	-51,8%	(175)	3,7%	338
Equivalência Patrimonial	(319)	35,0%	172	-7,2%	(491)
Perda (Ganho) na Baixa de Não Circulante	136	-23,6%	(42)	3,1%	178
Ajuste a Valor Justo de Investimento	50	-107,7%	690	1,1%	(640)
Provisão de Redução ao Valor Recuperável	334	100,0%	334	7,5%	-
Outros	(834)	-421,0%	(1.094)	-18,8%	260
	12.761	7,6%	907	287,7%	11.855
Redução (Aumento) nos Ativos Operacionais					
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(1.347)	-1035,4%	(1.491)	-30,4%	144
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio Recebidos	361	-27,5%	(137)	8,1%	498
Tributos a Compensar	2.720	327,0%	2.083	61,3%	637
Depósitos Judiciais	(27)	-113,0%	(234)	-0,6%	207
Ativo Financeiro Setorial	(845)	-177,7%	(1.932)	-19,0%	1.087
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	(120)	-344,4%	(93)	-2,7%	(27)
Adições de Ativo de Transmissão	(582)	5,9%	37	-13,1%	(619)
Adiantamento a Fornecedores	-	0,0%	-	0,0%	-
Ordens em Curso	-	0,0%	-	0,0%	-
Outros Ativos Operacionais	852	53,6%	297	19,2%	555
	1.012	-59,2%	(1.470)	22,8%	2.482
Aumento (Redução) nos Passivos Operacionais					
Fornecedores	408	-138,6%	1.464	9,2%	(1.056)
Outros Tributos e Contribuições Sociais	579	-169,9%	1.407	13,1%	(828)
Outras Obrigações com Entidade de Previdência Privada	(668)	-0,9%	(6)	-15,1%	(662)
Taxas Regulamentares	92	100,0%	92	2,1%	-
Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas Pagos	(273)	-21,9%	(49)	-6,2%	(224)
Passivo Financeiro Setorial	(599)	-1098,3%	(659)	-13,5%	60
Contas a Pagar - CDE	(11)	-283,3%	(17)	-0,2%	6
Outros Passivos Operacionais	(205)	-139,5%	(724)	-4,6%	519
	(677)	69,0%	1.508	-15,3%	(2.185)
Caixa Oriundo das Operações	13.097	7,8%	945	295,2%	12.152
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(1.862)	-27,3%	(399)	-42,0%	(1.463)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(2.333)	-36,3%	(621)	-52,6%	(1.712)
Caixa Líquido Oriundo das Atividades Operacionais	8.902	-0,8%	(75)	200,7%	8.977
Atividades de Investimentos					
Aquisição de Participação Societária, Líquido do Caixa Adquirido	-	-100,0%	1.171	0,0%	(1.171)
Aumento de Caixa Decorrente de Reestruturação Societária	-	-100,0%	(147)	0,0%	147
Aumento de Capital em Investimento já Existente	-	0,0%	-	0,0%	-
Redução de Capital em Subsidiárias	53	-80,1%	(214)	1,2%	267
Aquisições de Imobilizado	(678)	-81,3%	(304)	-15,3%	(374)
Titulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados (Aplicações)	(1.865)	-61,9%	(713)	-42,0%	(1.152)
Titulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados (Resgates)	1.662	98,6%	825	37,5%	837
Adições de Ativo Contratual	(3.793)	20,8%	998	-85,5%	(4.791)
Titulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados	-	0,0%	-	0,0%	-
Adições de Intangível	(20)	4,8%	1	-0,5%	(21)
Venda de Ativo Não Circulante	-	0,0%	-	0,0%	-
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	0,0%	-	0,0%	-
Operações de Mútuo com Controladas e Coligadas	-	0,0%	-	0,0%	-
Outros	-	0,0%	-	0,0%	-
Utilização de Caixa em Atividades de Investimentos	(4.642)	25,8%	1.616	-104,6%	(6.258)
Atividades de Financiamentos					
Custo na Emissão de Ações	(4)	0,0%	(4)	-0,1%	-
Redução de Participação Societária em Investimento já Existente	-	0,0%	-	0,0%	-
Captação de Empréstimos e Debêntures	5.310	-53,4%	(6.082)	119,7%	11.392
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivat	(4.640)	43,5%	3.568	-104,6%	(8.208)
Liquidação de Operações com Derivativos	(665)	-36,8%	(179)	-15,0%	(486)
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio Pagos	(3.570)	7,7%	298	-80,5%	(3.868)
Captações de Mútuos entre Coligadas, Controladas e Controladora	-	0,0%	-	0,0%	-
Amortizações de Mútuos com Controladas e Coligadas	-	0,0%	-	0,0%	-
Geração (Utilização) de Caixa em Atividades de Financiamentos	(3.569)	-205,0%	(2.399)	-80,5%	(1.170)
Aumento (Redução) em Caixa e Equivalentes de Caixa	690	-55,4%	(857)	15,6%	1.547
Saldo Inicial em Caixa e Equivalentes de Caixa	3.746	70,3%	1.546	84,4%	2.200
Saldo Final em Caixa e Equivalentes de Caixa	4.436	18,4%	689	100,0%	3.747
	5,9%				5,3%

Caixa líquido oriundo das atividades operacionais

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, nosso caixa líquido oriundo das atividades operacionais reduziu 0,8% (ou R\$ 75 milhões), resultando em R\$ 8.902 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esta redução é decorrente, principalmente, de:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- Lucro antes dos tributos ajustado: aumento de 7,6% (ou R\$ 907 milhões) em relação ao exercício de 2022, atingindo em 2023 o montante de R\$ 12.761 milhões. Esta elevação deve-se, sobretudo, pelos aumentos (i) da linha de lucros antes dos tributos em R\$ 703 milhões (conforme discutido em "Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado" acima); (ii) ajuste a valor justo de investimentos do grupo, um aumento de R\$ 690 milhões em relação ao ano anterior; e (iii) aumento sobre provisão de redução ao valor recuperável no montante de R\$ 334 milhões. Este aumento fora parcialmente compensado pelo efeito de redução em despesas com plano de pensão, provisão para devedores duvidosos e perdas na baixa de ativos não circulante, e outros, que somados valoram R\$ 1.353 milhões;
- Aumento (Redução) nos passivos operacionais: aumento do passivo (implicando em aumento do caixa líquido) na ordem de R\$ 1.508 milhões, em comparação ao exercício de 2022, decorrente, essencialmente, dos efeitos: (i) maior saldo devedor a fornecedores (aumento em, aproximadamente, R\$ 1.464 milhões); (ii) aumento do saldo de tributos e contribuições sociais de R\$ 1.407 milhões; e (iii) diminuição dos saldos referentes às demais linhas do passivo, com destaque para a redução do passivo financeiro setorial em, aproximadamente, R\$ 599 milhões.

A elevação mencionada fora parcialmente compensada pela:

- Redução (Aumento) nos ativos operacionais: redução do ativo (implicando em redução do caixa líquido) de R\$ 1.470 milhões em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, referente, principalmente, às reduções (i) de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias, que apresentara uma diminuição do saldo na ordem de R\$ 1.491 milhões; e (ii) de ativo financeiro setorial, cuja redução fora de R\$ 1.932 milhões. Tais reduções foram parcialmente compensadas pelo aumento da rubrica de Tributos a Compensar que, em relação ao exercício de 2022, variara positivamente cerca de R\$ 2.083 milhões.

Os efeitos notados nas rubricas de Ativo e Passivo Financeiro Setorial decorre pela redução de créditos de PIS e COFINS. Para mais informações, vide explicações acima referentes às variações da Receita Operacional Líquida entre os exercícios de 2023 e 2022.

Utilização de caixa em atividades de investimentos

Observa-se, em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, uma redução de 25,8% (ou R\$ 1.616 milhões) na utilização de caixa em atividades de investimentos, o qual, ao fim de 2023, atingira o montante de R\$ 4.642 milhões. A redução mencionada é decorrente, principalmente, de (i) menor adições do ativo contratual (na ordem de R\$ 998 milhões), este referente, sobretudo, às adições aos ativos de infraestrutura da concessão no segmentos de distribuição; e (ii) redução de aquisições em participação societária (líquido de caixa adquirido) uma vez que ao longo do exercício de 2023 o grupo CPFL não realizara novas aquisições, enquanto em 2022 houve a aquisição de maior participação na joint venture ENERCAN e demais ações da CPFL-T (a fim de obter a totalidade da participação na Companhia).

Os efeitos mencionados são parcialmente compensados por menor volume de redução de capital nas empresas do grupo (R\$ 214 milhões a menos em relação ao exercício de 2022), e também, maior volume de aquisições de imobilizado (aumento de R\$ 304 milhões).

Utilização de caixa em atividades de financiamentos

Em relação ao exercício de 2022 (cujo caixa utilizado para atividades de financiamentos fora de R\$ 1.170 milhões), no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 nota-se um aumento no caixa consumido em 205,0% (ou R\$ 2.399 milhões), atingindo o montante utilizado de R\$ 3.569 milhões. Este aumento é decorrente principalmente da antecipação do plano de financiamento de 2023, onde cerca de R\$ 4,2 bilhões foram antecipados para dezembro de 2022, explicando grande parte da variação na rubrica de captação de recursos (empréstimos e debêntures). O efeito total resultou em uma queda de R\$ 6.082 milhões entre os períodos na rubrica de captações de recursos.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Tal efeito fora parcialmente compensado pela redução, em relação ao exercício de 2022, da amortização de principal de empréstimos e debêntures, visto que no ano de 2023 o grupo amortizara o montante de R\$ 4.640 milhões (redução de R\$ 3.568 milhões).

2.2 Resultados operacional e financeiro

2.2. Os diretores devem comentar:

a. resultados das operações do emissor, em especial:

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia 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 (o qual contempla as fontes convencionais e renováveis), comercialização, transmissão e serviços.

A rentabilidade dos nossos segmentos é variável. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou 81,6% em 2023 da nossa receita operacional líquida (82,3% em 2022), mas sua contribuição ao lucro líquido foi maior em 2023 em relação ao ano predecessor, representando 59,7% do lucro líquido no ano (45,6% em 2022).

As contribuições dos segmentos de distribuição, geração, comercialização, transmissão e serviços para os segmentos de receita líquida e lucro líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022 estão apresentados na tabela a seguir:

	<u>Distribuição</u>	<u>Geração</u>	<u>Comercialização</u>	<u>Transmissão</u>	<u>Serviços</u>
2023					
Receita operacional líquida	81,6%	12,6%	5,8%	4,9%	2,5%
Lucro (prejuízo) líquido	59,7%	32,0%	-0,8%	9,6%	2,6%
2022					
Receita operacional líquida	82,3%	10,8%	5,9%	5,0%	2,7%
Lucro (prejuízo) líquido	45,6%	49,8%	-4,7%	10,7%	2,2%

Nota: O percentual demonstrado acima considera a receita operacional líquida total do segmento incluindo as transações incorridas entre as empresas do grupo, de forma que a apresentação do segmento reflita corretamente sua participação na receita do grupo antes das eliminações para fins de consolidação.

Nosso segmento de geração consiste, em grande parte, de usinas hidrelétricas parques eólicos e usinas termelétricas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornam operacionais, eles resultam em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuem com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Em 31 de dezembro de 2023, 8,13% do imobilizado de nosso segmento de geração estava em construção (4,9% em 31 de dezembro de 2022).

Nosso segmento de comercialização vende energia para consumidores livres e outras concessionárias e permissionárias.

Nosso segmento de transmissão é responsável 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.

Nosso segmento de serviços presta uma ampla gama de serviços relacionados à energia elétrica. Estes serviços são projetados para ajudar nossos consumidores a melhorar a eficiência, custo e confiabilidade de equipamentos.

Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, os segmentos de geração, de comercialização, de transmissão e serviços vendem energia e fornecem serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e

2.2 Resultados operacional e financeiro

incorreta caso desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados por segmentos.

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente das atividades de distribuição, geração, comercialização, transmissão e serviços relacionados à energia, conforme abaixo:

- **Distribuição:** consiste, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente ao uso da rede de distribuição;
- **Geração:** consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas e termelétricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCH's, parques eólicos e termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar;
- **Comercialização:** consiste no fornecimento e suprimento de energia elétrica para clientes livres e venda para outras concessionárias e permissionárias;
- **Transmissão:** consiste na receita de serviços de operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica, bem como dos serviços de construção das mesmas.
- **Serviços:** consiste na prestação de serviço de valor agregado relacionado à energia elétrica, como sistema de autoprodução, sistema de transmissão, sistema de distribuição, manutenções elétricas, recuperação de equipamentos, eficiência energética dentre outras atividades de prestação de serviço.

Adicionalmente aos nossos cinco segmentos operacionais acima, nós consolidamos um número de atividades classificadas como "Outros" que englobam outras atividades não relacionadas aos itens anteriores, ademais, nossas despesas corporativas, exceto a amortização dos ativos intangíveis relacionados às nossas concessões, são alocadas nos nossos respectivos segmentos operacionais.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

- **Resultados por segmento das Operações —2023 em comparação a 2022**

Vendas por segmento

Distribuição

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, a receita operacional líquida do nosso segmento de distribuição reduziu aumentou menos de 1% (ou R\$ 15 milhões) resultando em R\$ 32.413 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento fora reflexo, principalmente:

- (i) Do aumento na Receita Operacional Bruta de R\$ 1.629 milhões (ou 3,5%), por sua vez decorrente principalmente do aumento nas receitas de ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 1.436 milhões;
- (ii) Redução nas Deduções das Receitas de R\$ 1.614 (ou 11,3%), por sua vez fruto do aumento nas Receitas Brutas tributáveis.

Geração

A receita operacional líquida do nosso segmento de geração no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 totalizou R\$ 4.997 milhões, um aumento de 17,5% (ou R\$ 745 milhões) em comparação com R\$ 4.251 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, devido principalmente ao aumento de R\$ 912 milhões de suprimento de energia elétrica de outras concessionárias e permissionárias. Esse aumento fora parcialmente compensado por uma redução advinda das Deduções da Receita, de R\$ 113 milhões.

Comercialização

2.2 Resultados operacional e financeiro

A receita operacional líquida do nosso segmento de comercialização no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 totalizou R\$ 2.310 milhões, uma redução de 1,2% (ou R\$ 27 milhões) em comparação com R\$ 2.337 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, refletindo o efeito combinado de: (i) redução de 16,1% (ou R\$ 252 milhões) nas vendas de energia elétrica para consumidores finais (decorrente, principalmente, de menor quantidade de energia vendida na classe industrial (899 GWh e R\$ 209 milhões); compensados pelo (ii) aumento no fornecimento de energia elétrica para outras Concessionárias e Permissionárias de R\$204 milhões (ou 17,5%).

Transmissão

A receita operacional líquida do nosso segmento de transmissão no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 totalizou R\$ 1.953 milhões, uma redução de 1% (ou R\$ 10 milhões) em comparação com R\$ 1.963 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, refletindo o efeito combinado de: (i) aumento de 41,9% (ou R\$ 260 milhões) em receita de construção da infraestrutura de concessão; (ii) redução de 18,5% (ou R\$ 302 milhões) em outras receitas; compensados, parcialmente, pela redução de impostos incidentes sobre o faturamento na ordem de R\$ 17 milhões.

Serviços

A receita operacional líquida de nosso segmento de serviços no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 totalizou R\$ 1.011 milhões, uma redução de 3,2% (ou R\$ 33 milhões) em comparação com R\$ 1.044 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022. Esse efeito ocorreu principalmente devido a uma redução de R\$ 30 milhões nas receitas oriundas da CPFL Serviços de serviços de construção e manutenção; compensadas parcialmente pelas deduções das receitas.

Resultado do Serviço por Segmento

Distribuição

Comparado ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, o resultado do serviço do nosso segmento de distribuição aumentou 13,6% (ou R\$ 806 milhões) atingindo R\$ 6.733 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2023. Conforme discutido acima, embora a receita operacional líquida do segmento não tenha apresentado variações relevantes (R\$ 15 milhões de aumento) e os custos operacionais tenham aumentado apenas R\$ 114 milhões, houve uma diminuição relevante em outras despesas operacionais de R\$ 905 milhões (ou 9,5%). Os principais fatores contribuintes para as mudanças nos custos e despesas operacionais foram os seguintes:

Custos de energia elétrica. Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, os custos de energia elétrica aumentaram 1% (ou R\$ 114 milhões) resultando em R\$ 17.017 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023.

O custo da energia comprada para revenda diminuiu 4,3% (ou R\$ 532 milhões), refletindo, principalmente, o efeito da redução de 28,2% (ou R\$ 838 milhões) no custo da energia elétrica comprada de Itaipu, compensados parcialmente por um aumento de energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo de R\$ 410 milhões (ou 4,1%).

Além disso, os encargos pelo uso do sistema de transmissão e distribuição aumentaram 14,0% (ou R\$ 646 milhões), atingindo R\$ 5.252 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, devido ao efeito combinado de: aumento de encargos de rede básica de 703 milhões (ou 21,8%); aumento de R\$ 321 milhões (ou 45,7%) nos encargos de energia de reserva – EER; compensados pela redução de R\$ 390 milhões (ou 70,3%) nos Encargos de Serviço do Sistema líquido de transferência da conta de reserva de energia da CONER.

Outros custos e despesas operacionais. Comparados ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, nossos outros custos e despesas operacionais para o segmento de distribuição reduziram 9,5% (ou R\$ 905 milhões), para R\$ 8.664 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento foi devido ao efeito combinado do: (i) redução de 20,0% (ou R\$ 946 milhões) nos custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão; (ii) redução de R\$ 206 milhões nas despesas legais, judiciais e indenizações; compensado

2.2 Resultados operacional e financeiro

parcialmente pelo (iii) aumento de 12,2% (ou R\$ 123 milhões) nas despesas com serviços de terceiros e aumento de R\$166 milhões (ou 14,7%) nas despesas com pessoal.

Geração

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, o resultado do serviço do nosso segmento de geração reduziu 16,0% (ou R\$ 480 milhões) resultando em R\$ 2.514 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Essa redução foi decorrente da combinação dos efeitos (i) um aumento de 17,5% (ou R\$ 746 milhões) na receita operacional líquida (conforme discutido em "Vendas por segmento" acima); compensada pelo (ii) aumento nas despesas operacionais em R\$ 1.224 milhões, este último decorrente, principalmente, de remensuração dos ativos da controlada ENERCAN, após aquisição de maior percentual de participação (apresentando um ganho de, aproximadamente, R\$ 670 milhões na rubrica de "Outros custos e despesas operacionais"), que foi um evento ocorrido em 2022 que não se repetiu em 2023. Além disso, houve também, no ano de 2023, um aumento nas despesas operacionais decorrentes do reconhecimento de uma despesa com provisão para redução ao valor recuperável no valor de R\$ 334 milhões.

Comercialização

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, o resultado do serviço do nosso segmento de comercialização aumentou R\$ 126 milhões resultando em ganho de R\$ 34 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento foi decorrente do efeito líquido de: (i) uma redução de 1,2% (ou R\$ 27 milhões) na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima; com efeito de (ii) redução de 7,0% (ou R\$ 166 milhões) no custo de energia elétrica; e (iii) aumento de R\$ 13 milhões (ou 21,7%) em outros custos e despesas operacionais.

Transmissão

Em comparação com o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, o resultado do serviço do nosso segmento de transmissão aumentou R\$ 29 milhões resultando em receita de R\$ 919 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento foi decorrente do efeito líquido de: (i) redução de R\$ 10 milhões (ou 1,0%) na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima; com efeito de (ii) redução de R\$ 54 milhões (ou 5%) em outros custos e despesas operacionais (em específico nos custos de construção da infraestrutura e pessoal).

Serviços

Comparado ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, o resultado do serviço do nosso segmento de serviços aumentou 19,6% (ou R\$ 29 milhões) resultando em R\$ 177 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento foi devido ao efeito combinado de uma redução de 3,2% (ou R\$ 33 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido em "Vendas por segmento" acima, em contrapartida a uma redução de R\$ 62 milhões em seus custos e despesas operacionais, principalmente aqueles relacionados a serviços de terceiros, que montam uma redução de R\$ 58 milhões (ou 30,1%) em 2023 com relação ao mesmo período de 2022.

Lucro Líquido por Segmento

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, 59,7% de nosso lucro líquido deriva de nosso segmento de distribuição, 32,0% do segmento de geração consolidado, 2,6% de nosso segmento de serviços, e 9,6% de nosso segmento de transmissão, sendo estes compensados por prejuízo no segmento de comercialização, cujo prejuízo representa 0,8%.

Distribuição

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, o lucro líquido do nosso segmento de distribuição aumentou 38,9% (ou R\$ 926 milhões) resultando em R\$ 3.304 milhões no exercício encerrado em

2.2 Resultados operacional e financeiro

31 de dezembro de 2023. Tal variação é derivada principalmente a redução de R\$ 1.005 milhões em custos e despesas operacionais, principalmente por conta de uma redução nos custos com construção de infraestrutura, na ordem de R\$ 946 milhões (20,0%), compensado, parcialmente, pelo aumento de despesas com pessoal, serviços de terceiros e depreciação e amortização, respectivamente, de R\$ 166 milhões, R\$ 123 milhões e R\$ 101 milhões, além também de um aumento nos custos operacionais, motivados principalmente pelo aumento nos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (conforme discutido em “Resultado do Serviço por Segmento” acima).

A redução na despesa financeira líquida do segmento deveu-se principalmente a: (i) redução de 12,9% (ou R\$ 488 milhões) nas despesas financeiras devido ao efeito combinado de: (a) aumento de R\$ 432 milhões (ou 36,0%) em encargos de dívidas; compensados parcialmente pelo (b) redução de R\$ 107 milhões em ajustes a valor justo; e (c) redução em outros resultados financeiros, na ordem de R\$ 794 milhões (ou 51,9%). Tal redução nas despesas financeiras foram parcialmente compensadas pela (ii) redução de 10,5% (ou R\$ 183 milhões) na receita financeira, derivado, principalmente da (a) redução de R\$ 248 milhões em atualizações de ativo financeiro setorial e (b) aumento de R\$ 118 milhões de rendas de aplicações financeiras.

Geração (fontes convencionais e fontes renováveis)

O lucro líquido de nossa geração do segmento de fontes convencionais reduziu 31,7% (ou R\$ 825 milhões), resultando em R\$ 1.773 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, quando comparado ao lucro líquido de R\$ 2.598 milhões do exercício findo em 31 de dezembro de 2022. Essa redução foi devida principalmente ao efeito combinado: (i) aumento de R\$ 1.224 milhões em custos e despesas operacionais, conforme mencionado acima; (ii) redução do resultado de participações societárias de R\$ 174 milhões (ou 35,5%); compensados parcialmente pelo (iii) aumento de 17,5% (ou R\$ 746 milhões) na receita operacional líquida, conforme descrito nas seções acima. O resultado financeiro, por sua vez, passou de uma despesa financeira líquida de R\$ 616 milhões em 2022 para uma despesa financeira líquida de R\$ 565 milhões em 31 de dezembro de 2023, o que representou uma diminuição na despesa de R\$ 51 milhões (ou 8,3%), decorrente principalmente de uma receita de aplicações financeiras maior em 2023 de R\$ 41 milhões (aumento de 27,5% quando comparado com o ano anterior).

Comercialização

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, o resultado líquido do nosso segmento de comercialização aumentou R\$ 197 milhões resultando em prejuízo líquido de R\$ 45 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse resultado é reflexo, principalmente, do efeito combinado da (i) redução nos custos de energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo de R\$ 191 milhões (ou 7,3%), compensada parcialmente pela redução de R\$28 milhões (ou 1,2%) nas receitas líquidas do segmento (vide “Resultado do Serviço por Segmento” acima), e pela (iii) redução da despesa financeira líquida em 53,6% (ou R\$ 90 milhões), este último causado principalmente pela redução da despesa financeira em R\$ 70 milhões (devido a menor despesa com encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais).

Transmissão

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022 (cujo resultado do período fora de lucro líquido de R\$ 560 milhões), o resultado líquido do nosso segmento de transmissão reduziu R\$ 28 milhões resultando em lucro líquido de R\$ 532 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse resultado é reflexo da (i) redução na receita operacional líquida de R\$ 10 milhões (ou 1,3%, conforme discutido nas seções acima); em contrapartida a uma redução dos custos e despesas operacionais (R\$ 54 milhões). Ademais, a despesa financeira líquida apresentou um aumento de R\$ 136 milhões (ou 302,2%), decorrente principalmente de uma maior despesa oriunda de atualizações monetárias e cambiais de R\$196 milhões, compensadas por uma redução nas despesas com encargos de dívida, ajustes a valor justo e outros na ordem de R\$150 milhões.

Serviços

2.2 Resultados operacional e financeiro

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, o lucro líquido do nosso segmento de serviços aumentou 27,6% (ou R\$ 31 milhões), resultando em R\$ 144 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, refletindo os efeitos combinados de: (i) redução de R\$ 6,9% (ou R\$ 62 milhões) em custos e despesas operacionais, compensados parcialmente por (ii) uma redução de 3,2% (ou R\$ 33 milhões) na receita operacional líquida (conforme discutido nas seções acima). Ainda, o resultado financeiro contribuiu com uma receita financeira líquida de R\$ 12 milhões em 2023 quando comparado com o ano de 2022, principalmente por conta de uma receita de aplicação financeira maior em R\$ 10 milhões (ou 100%).

b. variações relevantes das receitas atribuíveis a introdução de novos produtos e serviços, alterações de volumes e modificações de preços, taxas de câmbio e inflação

Tarifas Reguladas de Distribuição

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2023, as vendas para consumidores cativos representaram 64,12% da quantidade de energia elétrica vendida, e 59,4% da nossa receita operacional, em comparação com 64,23% e 61,4%, respectivamente, em 2022. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais Cativos para Consumidores Livres.

As receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas, e a administração empenha-se em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão de tarifas reflita adequadamente os interesses dos consumidores e acionistas.

Reajuste Tarifário Anual – RTA e Revisões Periódicas RTP

Os aumentos de tarifas se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos maiores para consumidores atendidos em tensões mais elevadas, de modo a reduzir os efeitos de subsídios, que foram historicamente concedidos a esses consumidores e que foram em sua maioria eliminados em 2007. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2022. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	<u>CPFL Paulista</u> ⁽³⁾	<u>CPFL Piratininga</u> ⁽³⁾	<u>RGE</u> ⁽³⁾	<u>CPFL Santa Cruz</u> ⁽³⁾
2023				
Reposicionamento econômico ⁽¹⁾	1,08%	0,89%	7,22%	4,41%
Componentes financeiros ⁽²⁾	2,28%	-1,62%	-5,55%	1,23%
Total	3,36%	-0,73%	1,67%	5,65%
2022				
Reposicionamento econômico ⁽¹⁾	11,54%	16,50%	7,60%	8,13%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,23%	4,57%	1,12%	-0,31%
Total	12,77%	21,07%	8,72%	7,82%

(1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.

(2) Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.

(3) Reajuste anual (Reajuste Tarifário Anual - RTA e Revisão Tarifária Periódica - RTP) das distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Santa Cruz ocorrem em abril, outubro, junho e março, respectivamente.

Vendas a Consumidores Potencialmente Livres

2.2 Resultados operacional e financeiro

A regulamentação do setor permite que determinados consumidores possam deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar consumidores “livres”, com direito a contratar seu fornecimento de energia elétrica com qualquer fornecedor. Em comparação ao número total de consumidores cativos da Companhia, o número de Consumidores Potencialmente Livres é relativamente pequeno. Essas receitas consistem nas tarifas cobradas pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Mesmo que um consumidor decida migrar do sistema de tarifas reguladas para se tornar um Consumidor Livre, ele ainda terá que pagar à distribuidora a tarifa pelo uso do sistema de distribuição, ou TUSD. No que tange à redução na receita de vendas, somos capazes de reduzir, em alguns casos, a energia contratada para suprir estes clientes no próprio ano em que ocorrer a migração, enquanto, em outros casos, podemos compensar este excesso através do ajuste da energia a ser comprada em períodos futuros. Desta forma, não acreditamos que perdas de Clientes Potencialmente Livres teriam impacto adverso material no resultado de nossas operações.

Preços para a Energia Elétrica Adquirida

Os preços da energia elétrica comprada por nossas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo executados no Mercado Regulado são: (i) aprovados pela ANEEL no caso de contratos celebrados antes do Novo Marco Regulatório; e (ii) determinados em leilões para contratos celebrados a partir de então, enquanto os preços de energia elétrica comprada no Mercado Livre são acordados por meio de negociação bilateral com base nas taxas de mercado vigentes. Em 2023, compramos 67.938 GWh, em comparação com 70.049 GWh em 2022, devido a maior consumo de nossas geradoras. Os preços dos contratos de longo prazo são reajustados anualmente para refletir os aumentos em certos custos de geração e inflação. A maioria de nossos contratos possui reajustes atrelados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que o aumento de custos é repassado aos nossos consumidores com aumento de tarifas. Uma vez que uma parcela crescente de nossa energia é comprada em leilões públicos, o sucesso de nossas estratégias nesses leilões afeta nossas margens e nossa exposição ao risco de preço e mercado, já que nossa capacidade de repassar os custos de compra de energia elétrica depende da projeção bem-sucedida de nossa demanda esperada.

Também adquirimos uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações “*take-or-pay*” a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2023, adquirimos 9.885 GWh de energia elétrica de Itaipu (14,5% da energia elétrica que compramos em termos de volume), em comparação com 10.198 GWh (14,6% da energia elétrica que compramos em termos de volume) em 2022. O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

A maior parte da energia elétrica que adquirimos em ambiente de contratação livre foi comprada por nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil, que revende a energia elétrica a Consumidores Livres e outras concessionárias e permissionárias (inclusive nossas subsidiárias).

Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A

Utilizamos a conta de compensação da variação dos custos ou a conta da Parcela A para reconhecer nas tarifas de distribuição a variação de alguns de nossos custos, conhecidos como custos da “Parcela A”, que são não gerenciáveis. Em geral, quando esses custos são superiores às projeções utilizadas na fixação da tarifa de distribuição, nós temos o direito de recuperar a diferença através de reajustes anuais de tarifas subsequentes. Os custos de energia elétrica comprada de Itaipu são indexados ao dólar norte-americano, e estão sujeitos à variação cambial. No caso de apreciação do dólar norte-americano frente ao real, nossos custos vão aumentar e, conseqüentemente, nosso resultado vai se reduzir no mesmo período. Essas perdas serão compensadas no futuro, quando o próximo reajuste tarifário anual ocorrer.

Mais detalhes sobre esses componentes tarifários, vide nota explicativa nº 9 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

2.2 Resultados operacional e financeiro

c. impactos relevantes da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

Conjuntura Econômica Brasileira

Todas as nossas operações estão no Brasil, e por essa razão somos afetados pela conjuntura econômica brasileira. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens.

Alguns fatores podem afetar significativamente a demanda por energia, dependendo da categoria de consumidores:

- *Consumidores Residenciais e Comerciais.* Essas classes são muito afetadas por condições climáticas, o desempenho do mercado de trabalho, distribuição de renda, disponibilidade de crédito entre outros fatores. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento na procura por energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas. Por outro lado, o aumento do desemprego e a diminuição da renda familiar tendem a reduzir a demanda e nossas vendas.
- *Consumidores Industriais.* O consumo dos consumidores industriais está relacionado ao crescimento econômico e investimento, relacionados principalmente à produção industrial. Nos períodos de crise financeira, esta categoria sofre o maior impacto.

A inflação afeta nossos negócios principalmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Podemos recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, porém existe um atraso entre o momento em que o aumento de custos é incorrido e aquele no qual as tarifas reajustadas são recebidas. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são principalmente atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às nossas tarifas e os custos vinculados a parcela B são indexados ao IGP-M líquido do fator X.

A depreciação do Real aumenta o custo do serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de compra de energia elétrica da usina de Itaipu, um de nossos principais fornecedores, que reajusta os preços com base em seus custos parcialmente atrelados a dólares norte-americanos.

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2023	2022
Crescimento do PIB (em reais) ⁽¹⁾	2,9%	3,0%
Taxa de desemprego ⁽²⁾ – média de %	8,0%	9,3%
Crédito à pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	18,0%	17,6%
Crescimento das Vendas no Varejo	1,7%	1,0%
Crescimento da Produção Industrial	0,2%	(0,7%)
Inflação (IGP-M) ⁽³⁾	(3,2) %	5,5%
Inflação (IPCA) ⁽⁴⁾	4,6%	5,8%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 ⁽⁵⁾	R\$ 4,99	R\$ 5,17
Taxa de câmbio no fim do ano – US\$1,00	R\$ 4,84	R\$ 5,22
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano	(7,2%)	(6,5%)

Fontes: Fundação Getúlio Vargas, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e Banco Central do Brasil

1. Fonte: IBGE.
2. Taxa de desemprego conforme Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

2.2 Resultados operacional e financeiro

3. A inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Fundação Getúlio Vargas.
4. A inflação (IPCA) é um índice amplo de preços ao consumidor medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, sendo a referência para as metas de inflação estabelecidas pelo CMN.
5. Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.

O ano de 2023 começou sob os sinais de baixo crescimento e elevada inflação. As expectativas de acordo com a Pesquisa Focus estavam em torno de 0,8% e 5,3%, respectivamente. A perspectiva era que a recomposição tributária afetaria preços administrados, especialmente combustíveis, mantendo a inflação elevada a despeito dos efeitos negativos da elevação de juros sobre a atividade econômica. No entanto, houve surpresas benignas nas duas frentes: o crescimento econômico foi mais forte e a inflação, mais baixa.

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

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

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

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

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

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

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

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

O câmbio permaneceu sob pressão no primeiro semestre, enquanto pairavam dúvidas sobre a questão fiscal e a autonomia do Banco Central; aos poucos, conforme estas questões foram sendo confrontadas, houve pequena apreciação. Os movimentos do câmbio refletiram, também, os humores dos mercados com a economia

2.2 Resultados operacional e financeiro

internacional; o ano de 2023 foi de elevação dos juros nas principais economias do mundo e a perspectiva de que as taxas permaneceriam em terreno contracionista por bastante tempo prevaleceu em boa parte do segundo semestre. Em dezembro, no entanto, estas perspectivas foram parcialmente desarmadas, com os mercados começando a apostar em quedas de juros mais incisivas ao longo de 2024, o que colaborou para perda de valor do dólar em relação às demais moedas, inclusive o real.

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

Em 2022 e 2023, nosso rating foi confirmado como AAA pelas agências Standard and Poor's, Moody's Investors Service e Fitch Rating.

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

2.3. Os diretores devem comentar:

a. mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos campos 2.1 e 2.2

As demonstrações financeiras de 2023 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis.

A partir de 1º de janeiro de 2023, o Grupo adotou as alterações ao CPC 32 / IAS 12 de tributos sobre lucro, o qual, estabeleceu o reconhecimento de imposto diferido sobre transações que, no reconhecimento inicial, dão origem a montantes iguais de diferenças temporárias tributárias e dedutíveis, mas vale ressaltar que na Companhia, não houve impactos significativos com a adoção das alterações na norma. Também levou em consideração as mudanças ocorridas no CPC 23 / IAS 8 considerando as mudanças introduzidas na definição de estimativas contábeis e os esclarecimentos a respeito da distinção de estimativas contábeis e políticas contábeis. Por fim, destaca-se também a adoção ocorrida no CPC 26 (R1) / IAS 1 no que concerne a aplicação de julgamento de materialidade para as políticas contábeis, ao levar em consideração que as políticas contábeis materiais são aquelas que, em conjunto com outras informações das demonstrações contábeis, influenciem nas decisões dos principais usuários das demonstrações contábeis. Outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023, mas, assim como as destacadas acima, não afetaram materialmente as demonstrações financeiras do Grupo.

Mais detalhes sobre mudanças nas práticas contábeis, vide nota 3.19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

b. opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, datado de 21 de março de 2024, emitido pela PwC Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

2.4. Os diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável, tendo em vista que não houve introdução ou alienação de segmento operacional no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não aplicável, tendo em vista que não houve constituição, aquisição ou alienação de participação societária no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

c. eventos ou operações não usuais

Não aplicável, tendo em vista que não ocorreram eventos ou operações não usuais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

2.5 Medições não contábeis

2.5. Caso o emissor tenha divulgado, no decorrer do último exercício social, ou deseje divulgar neste formulário medições não contábeis, como Lajida (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) ou Lajir (lucro antes de juros e imposto de renda), o emissor deve:

a. informar o valor das medições não contábeis

A Companhia divulgou nos exercícios sociais encerrados em 2023 e 2022 as seguintes medições não contábeis:

CONSOLIDADO (em milhares de reais)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
	2023	2022
EBITDA	12.829.818	12.262.921
Endividamento Total	29.577.215	28.185.545
Endividamento Bruto	29.454.806	28.020.603
Endividamento Líquido	23.922.620	23.418.201

EBITDA

O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) é calculado a partir do lucro líquido ou prejuízo do exercício, acrescido pelo imposto sobre o lucro, resultado financeiro, depreciação e amortização e amortização de mais valia de ativos. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho das empresas do grupo CPFL Energia e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas. Ressalta-se que o EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB) e tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa a outros indicadores financeiros, como o lucro líquido ou seus fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez ou performance da Companhia ou base para a distribuição de dividendos. O EBITDA está sendo apresentado de acordo com a Resolução da CVM nº 156, de 23 de junho de 2022.

Endividamento Total, Endividamento Bruto e Endividamento Líquido

- **Endividamento Total:** representa a soma das dívidas financeiras (empréstimos e financiamentos, e debêntures) da Companhia;
- **Endividamento Bruto:** representa a soma das dívidas financeiras (empréstimos e financiamentos, e debêntures), líquida da posição de derivativos; isto é, Endividamento Total acrescido/decrecido do montante líquido de derivativos;
- **Endividamento Líquido:** representa o montante total de dívidas financeiras da Companhia (Endividamento Bruto), líquida da posição de Caixa e Equivalentes de Caixa (acrescido de Títulos e Valores Mobiliários) em cada data-base.

b. fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

CONSOLIDADO (em milhares de reais)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
	2023	2022
Lucro Líquido Contábil	5.537.162	5.218.792
Impostos sobre o Lucro	2.485.621	2.100.835
Resultado financeiro	2.556.840	2.911.269
Depreciação e amortização	2.249.618	2.031.445
Amortização de mais valia de ativos	577	579
EBITDA	12.829.818	12.262.942

2.5 Medições não contábeis

CONSOLIDADO (em milhares de reais)	Saldo em 31 de dezembro de	
	2023	2022
Empréstimos e Financiamentos	13.511.376	13.767.667
Debêntures	12.925.727	11.614.758
Mútuo Passivo Consolidado	3.140.112	2.803.121
Endividamento Total	29.577.215	28.185.545
Derivativos líquidos (ativo) / passivo	(122.409)	(164.942)
Endividamento Bruto	29.454.806	28.020.603
Disponibilidade ⁽¹⁾	(5.532.186)	(4.602.158)
Endividamento Líquido	23.922.620	23.418.445

⁽¹⁾ Para fins do cálculo de Endividamento líquido consideramos como "Disponibilidade" os saldos da rubrica de "Caixa e Equivalentes de Caixa" e "Título e Valores Mobiliários".

c. explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

EBITDA

A Administração da Companhia entende que o EBITDA é um indicador interessante para analisar o desempenho econômico operacional da Companhia em função de não ser afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização, sendo normalmente utilizado por investidores e analistas de mercado.

Endividamento Total, Endividamento Bruto e Endividamento Líquido

A Administração da Companhia entende que é importante apresentar a medição não contábil de Endividamento Total, Endividamento Bruto e Endividamento Líquido, pois (i) tanto os saldos de debêntures, como os de empréstimos e financiamentos constituem-se de dívidas financeiras, com características semelhantes entre si, e (ii) as operações de derivativos são majoritariamente contratadas para proteção cambial e de juros destas mesmas operações, de forma que os valores devem ser analisados em conjunto. Ademais, os conceitos de Endividamento Bruto e de Endividamento Líquido são utilizados com frequência para o estabelecimento de cláusulas restritivas financeiras de contratos de empréstimos, financiamentos e de debêntures.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

2.6. Identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente

Empréstimos e Financiamentos

Em 14 de fevereiro de 2024, na controlada RGE (subsidiária do segmento de distribuição de energia), houve a liberação de capital referente ao financiamento Lei 4.131/62, de R\$ 199.100 mil (JPY 5.972.000,00), a taxa de juros de 0,52% a.a., com pagamento de juros semestrais e amortização de principal em agosto de 2024. Tal captação tem como objetivo reforçar o capital de giro da subsidiária mencionada.

2.7 Destinação de resultados

2.7. Os diretores devem comentar a destinação dos resultados sociais, indicando:

	31 de dezembro de 2023
a) Regras sobre retenção de lucros	A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação: (a) 5% para a formação da reserva legal, até atingir 20% do capital social subscrito; (b) pagamento de dividendo obrigatório; (c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva legal a última a ser absorvida.</p> <p>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.</p> <p>Destinação do Resultado de 2023 (valores em R\$):</p> <p>Retenções em Reservas de Lucros: Reserva Legal: R\$ 166.949.489,42 Reserva de Reforço de Capital de Giro: R\$ 1.669.527.194,84 Reserva de Lucros a Realizar: R\$ 728.097.759,26</p> <p>Proposta de Dividendos: Dividendo Mínimo Obrigatório: R\$ 437.409.940,84 Dividendos Adicionais: R\$ 2.735.871.819,01</p> <p>Com relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, ao longo do ano, a Companhia distribuiu dividendos contra Reserva de Lucros Estatutária (Reserva de Reforço de Capital de Giro) no montante de R\$ 902.627.837,13, os quais foram imputados ao mínimo obrigatório (conforme previsto pelo Estatuto Social da Companhia, vide informação abaixo), reduzindo, conseqüentemente, o montante a ser declarado ao fim do exercício.</p>
c) Periodicidade das distribuições de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado poderá ser compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório, se houver, bem como a reversão àquela reserva do valor pago antecipadamente.</p> <p>Ressaltamos que cabe ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p>
d) Eventuais restrições à	A Companhia e suas controladas estão sujeitas a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES. Existem duas situações que

2.7 Destinação de resultados

<p>distribuição de dividendos por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais</p>	<p>merecem destaque: (i) regra geral; e (ii) controladas e outras controladas em conjunto pela CPFL Geração.</p> <p>A regra geral versa que as empresas podem distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente. Exemplos destes parâmetros podem ser: endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros.</p> <p>Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que a Companhia e suas controladas, conforme aplicável, suspendam a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios em qualquer exercício social, caso o Conselho de Administração da Companhia ou o respectivo órgão competente das controladas informe aos acionistas sobre a incompatibilidade de tal distribuição com a situação financeira da Companhia ou de suas controladas. Nesta hipótese, os acionistas da Companhia poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.</p>
<p>e) Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado</p>	<p>A Companhia possui uma Política de Dividendos, aprovada pelo Conselho de Administração em 21 de maio de 2019 e atualizada em 16 de dezembro de 2021.</p> <p>Tal política estabelece que seja distribuído como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. Ademais, a política também estabelece os fatores que influenciarão nos valores das distribuições, dentre os quais destacam-se a condição financeira da Companhia, suas perspectivas futuras, as condições macroeconômicas, revisões e reajustes tarifários, mudanças regulatórias e a estratégia de crescimento da Companhia, bem como demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. Esta política também destaca que certas obrigações constantes dos contratos financeiros da Companhia podem limitar o valor dos dividendos e/ou dos juros sobre o capital próprio que poderão ser distribuídos, sendo que, de acordo com o planejamento tributário da Companhia, pode-se determinar que a distribuição de juros sobre o capital próprio, no futuro, seja do seu interesse.</p> <p>Além disso, de acordo com o Estatuto Social, o Conselho de Administração poderá aprovar a distribuição de dividendos e/ou de juros sobre o capital próprio, com base nas demonstrações financeiras anuais ou semestrais da Companhia, bem como nas demonstrações financeiras relativas a períodos mais curtos. A distribuição poderá ser baseada, ainda, em lucros auferidos registrados ou em lucros destinados a contas de reservas sem fins lucrativos, contidas nas demonstrações financeiras anuais ou semestrais. Com relação à declaração de dividendos anuais, inclusive dividendos em valor superior ao valor mínimo obrigatório, dependerá da aprovação pelo voto da maioria dos acionistas da Companhia.</p> <p>A Política de Dividendos da Companhia encontra-se disponível para consulta no site da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) (http://sistemas.cvm.gov.br), bem como no site de Relações com Investidores da Companhia (https://ri.cpfl.com.br/).</p>

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

2.8. Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:

a. os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:

i. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos

Em 31 de dezembro de 2023, não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a Companhia não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido não evidenciados no balanço patrimonial da Companhia.

ii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

As comercializadoras do grupo CPFL possuem contratos de compra e venda de energia com entrega futura. Em relação às vendas, o Grupo possui contratos com entrega futura entre os anos de 2023 e 2035, totalizando R\$ 3.376 milhões.

No que tange aos contratos de compra, as obrigações contratuais e compromissos estão apresentados em forma de tabela no item 2.1.c deste Formulário de Referência.

iii. contratos de construção não terminada

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 2.1.c deste Formulário de Referência.

iv. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2023, financiamentos contratados cujos limites ainda não foram totalmente utilizados. Para mais informações, vide item 2.1.g deste Formulário de Referência.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens relevantes não evidenciados no balanço patrimonial da Companhia referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados

2.9. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 2.8, os diretores devem comentar:

a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

b. natureza e o propósito da operação

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

2.10 Planos de negócios

2.10. Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

a. investimentos, incluindo:

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição e aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 e a projeção para os anos de 2024 a 2028:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro					
	2023	2024*	2025*	2026*	2027*	2028*
	(em milhões)					
Distribuição	3.793	4.672	4.929	4.880	4.791	4.153
Geração	446	396	229	180	120	115
Comercialização						
Serviços e outros investimentos	99	123	92	64	67	64
Transmissão	735	731	814	737	664	552
Total	<u>5.073</u>	<u>5.922</u>	<u>6.064</u>	<u>5.860</u>	<u>5.643</u>	<u>4.884</u>

* Investimento planejado.

Planejamos investir aproximadamente R\$ 5.922 milhões em 2024, R\$ 6.064 milhões em 2025, R\$ 5.860 milhões em 2026, R\$ 5.643 milhões em 2027 e R\$ 4.884 em 2028. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 23.425 milhões são esperados de serem investidos no nosso segmento de distribuição e R\$ 1.039 milhões no nosso segmento de Geração. Adicionalmente, durante este período, planejamos investir R\$ 3.499 milhões em nosso segmento de transmissão e R\$ 410 milhões em nossos segmentos de comercialização e serviços. Parte dos gastos previstos, particularmente quanto aos projetos de geração, já se encontram formalmente contratados.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

As principais fontes de recursos das controladas da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2024 e 2025, nossas controladas pretendem captar recursos por meio de (i) novos financiamentos junto a bancos de fomento (BNDES, BNB, outros), (ii) captações com instituições financeiras nacionais e internacionais e (iii) emissões de debêntures.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

O principal desinvestimento previsto pela companhia é a desmobilização da Epasa – Centrais Elétricas da Paraíba S.A., que contempla duas usinas termelétricas a combustíveis fósseis (óleo combustível), Termoparaíba e Termonordeste. A desmobilização da Epasa está em linha com os compromissos públicos assumidos pela companhia de gerar energia 100% renovável e é essencial para as metas de mitigação de 56% das emissões em relação a 2021, ano no qual a usina operou frequentemente, assim contribuindo significativamente para as emissões da companhia. A capacidade instalada desmobilizada corresponde a 341,5 MW, sendo que a CPFL possui atualmente participação acionária de 53,34%.

Ademais, foi realizada em 2023 a venda da usina termelétrica a biomassa (bagaço de cana) Bio Formosa. A capacidade instalada vendida corresponde a 40 MW.

b. desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

2.10 Planos de negócios

Não houve aquisições de plantas, equipamentos ou outros ativos que influenciassem materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

c. novos produtos e serviços, indicando:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

d. oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões ESG

O Plano ESG 2030 do Grupo CPFL está integrado ao Plano Estratégico da Companhia, e faz parte da sua representação gráfica de eixos prioritários de forma transversal.

O Plano ESG 2030 traz novas diretrizes e estratégias para que possamos fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos. Um dos compromissos é ter, até 2030, 100% do nosso portfólio de geração de energia renovável. No segmento, este já é nosso foco exclusivo de investimentos desde 2010 e avançamos mais um passo rumo à economia de baixo carbono. Hoje, contamos com uma estrutura de hidrelétricas (UHEs, PCHs e CGHs), usinas de biomassa, parques eólicos e uma planta solar que já contribui com esse perfil de emissões, e estamos estudando a viabilidade de tecnologias de hidrogênio verde para o nosso negócio.

Em paralelo, ampliar a eletrificação da frota técnica operacional pesada, considerando os caminhões com cesto aéreo, é um dos esforços que contribuem nesse desafio e continuaremos os estudos em mobilidade elétrica, iniciados em 2007, para avançarmos ainda mais neste tema.

Para além nas nossas atividades, queremos apoiar outras empresas na jornada de descarbonização, por isso, por meio da CPFL Soluções, oferecemos créditos de carbono, certificados de energia renovável (I-RECs) e outras soluções integradas aos clientes. Tudo isso será realizado junto à estratégia para promover e implementar soluções de energia inteligente (*smart energy*).

A conectividade digital entre pessoas e equipamentos, proporcionada pela evolução das tecnologias, tem levado a uma mudança de paradigmas e a transformações no setor elétrico e, nesse sentido, temos investido significativamente em expansão, automação, modernização e inovações visando maior eficiência, qualidade e robustez da rede, o que também contribui para nossos objetivos de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Uma importante forma de promover operações cada vez mais sustentáveis é ampliando nossa atuação sob a perspectiva de circularidade, com a reforma de equipamentos e destinação de componentes de rede para reciclagem ou cadeia reversa. Já possuímos um negócio estruturado no conceito da economia circular dentro do Grupo CPFL, que vem expandindo ao longo dos anos, e que mitiga de forma considerável o nosso volume de resíduos no meio ambiente.

Mais informações relacionadas ao Plano ESG 2030 estão disponíveis em <https://ri.cpfl.com.br/>.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

2.11. Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Não existem outros fatores que influenciam de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não foram mencionados nesta seção.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

3. Projeções**3.1. As projeções devem identificar:****a. objeto da projeção**

Nos termos do artigo 21 da Resolução CVM nº 80/22, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

b. período projetado e o prazo de validade da projeção

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

c. premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

d. valores dos indicadores que são objeto de previsão

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

3.2 Acompanhamento das projeções

3.2. Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

a. informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

Nos termos do artigo 21 da Resolução CVM nº 80/22, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

b. quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções;

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

c. quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas.

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

4.1 Descrição dos fatores de risco

4. Fatores de risco

4.1. Descrever os fatores de risco com efetivo potencial de influenciar a decisão de investimento, observando as categorias abaixo e, dentro delas, a ordem decrescente de relevância:

O investimento nos valores mobiliários de nossa emissão envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de nossa emissão, nossos investidores atuais e potenciais devem considerar e analisar detalhadamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos e incertezas descritos nesta seção, nas nossas demonstrações financeiras e informações trimestrais e suas respectivas notas explicativas antes de decidir manter ou investir em valores mobiliários de nossa emissão.

Os nossos negócios, reputação, situação financeira, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros e/ou resultados operacionais poderão ser material e adversamente afetados por quaisquer dos riscos listados abaixo. O preço de mercado dos nossos valores mobiliários poderá diminuir em razão da ocorrência de qualquer um dos fatores de risco listados abaixo e/ou de outros fatores de risco por nós não previstos, hipóteses em que nossos investidores poderão perder seus investimentos em valores mobiliários de nossa emissão.

Os riscos descritos abaixo são aqueles que atualmente nós conhecemos e acreditamos que, na data de divulgação deste Formulário de Referência, poderão nos afetar negativamente. Riscos adicionais atualmente desconhecidos por nós ou que atualmente são julgados irrelevantes por nós também podem afetar nossos negócios, reputação, condição financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, negócios futuros e/ou o preço de mercado de nossos valores mobiliários.

Nesta seção, ao mencionarmos que determinado risco, incerteza ou problema tem o potencial de impactar de forma adversa ou negativa, ou ao usarmos expressões correlatas, estamos indicando que tais questões podem afetar de maneira prejudicial nossos negócios, reputação, saúde financeira, desempenho operacional, fluxo de caixa, liquidez, as operações futuras de nossas subsidiárias, bem como o valor de mercado de nossos títulos financeiros. Isso inclui, mas não se limita a, nossas ações. Expressões similares incluídas nesta seção “4.1. Fatores de Risco” devem ser compreendidas nesse contexto.

As referências constantes neste item 4.1 a “nós” devem ser interpretadas como a CPFL Energia S.A. e suas controladas diretas e indiretas (exceto se o contexto exigir de outra maneira).

Não obstante a subdivisão desta seção “4.1. Fatores de Risco”, cabe ressaltar que determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens da mesma seção.

a. emissor

Nosso negócio está sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade, sendo que qualquer ataque poderá afetar o nosso negócio de maneira substancial e prejudicial.

No nosso negócio, realizamos a coleta, o armazenamento, o processamento e a transmissão de dados pessoais (PII) ou sensíveis (PSI) de clientes, fornecedores e empregados. Além disso, sistemas chave (*core*) de tecnologia da informação são utilizados para controle das operações comerciais e de energia, administrativas e financeiras, o que certamente envolve a exposição a determinados riscos cibernéticos. Há um crescente número de organizações, incluindo grandes empresas, instituições financeiras e instituições governamentais, que vêm divulgando violações em seus sistemas de tecnologia da informação, algumas delas envolvendo ataques sofisticados e alvos específicos, incluindo websites ou infraestrutura.

Existem técnicas sofisticadas que são aplicadas para obter credenciais de acesso às informações de negócio ou de clientes, seja para comprometer serviços ou fraudar sistemas, e por serem sofisticadas dificultam a identificação imediata da investida, muitas delas desconhecidas até o primeiro ataque. A violação pode ocorrer não apenas diretamente em nossos sistemas como também pela invasão de sistemas de parceiros ou fornecedores. A engenharia social é uma das técnicas mais presentes e envolve o fator humano, na tentativa de induzir colaboradores, parceiros ou fornecedores a divulgarem informações confidenciais, como credenciais (*user ID* e senhas) de acesso aos nossos sistemas de tecnologia da informação. Alguns esforços podem ser

4.1 Descrição dos fatores de risco

suportados por recursos financeiros e tecnológicos significativos, tornando-os ainda mais sofisticados e difíceis de serem detectados.

Uma violação de segurança pode interromper nossas operações, resultar na indisponibilidade de nossos sistemas e/ou serviços, na divulgação imprópria de dados, prejudicar de maneira relevante a nossa reputação e marca, resultar em uma exposição jurídica e financeira relevante, levar à perda de confiança do cliente e/ou queda no uso de nossos produtos e serviços, com impacto adverso sobre nosso negócio e resultados operacionais.

Adicionalmente, nós não mantemos apólices de seguros específicas para ciberataques e nossas atuais apólices podem não ser adequadas para nos ressarcir pelas perdas causadas por quaisquer violações de segurança, e podemos não conseguir um reembolso integral, ou qualquer reembolso, nos termos de tais apólices. Nós não podemos garantir que as proteções que possuímos para os sistemas de tecnologia operacional e de tecnologia da informação sejam suficientes para proteção contra violações de privacidade, frente ao aumento expressivo da quantidade e sofisticação dos ataques cibernéticos.

Incidentes de segurança envolvendo nossos bancos de dados, que contêm dados pessoais dos nossos clientes, fornecedores e funcionários, assim como a Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018 ("Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais" ou "LGPD"), e outros acontecimentos envolvendo o cenário legal de proteção e privacidade de dados pessoais e marco civil poderia ter um efeito prejudicial no nosso negócio, condição financeira ou resultados operacionais.

Mantemos um banco de dados de informações sobre os nossos clientes, no qual podemos incluir principalmente (mas não apenas) dados coletados quando os clientes assinam nossos serviços e, também, através de nossos aplicativos de dispositivos móveis. Uma violação dos nossos sistemas pode afetar a integridade do nosso banco de dados. Dúvidas ou receios sobre a segurança ou proteção dos dados dos nossos clientes armazenados em nossos sistemas ou de outra forma tratados por nós podem afetar nossa reputação e, portanto, ter impacto negativo nos nossos resultados. Acesso não autorizado a dados pessoais dos nossos clientes ou qualquer percepção pública de que esses dados tenham sido divulgados de forma indevida, poderá nos sujeitar a processos administrativos ou judiciais, resultando em possíveis compensações financeiras, multas e danos à nossa reputação.

Estamos sujeitos à regulamentação da LGPD e, nesse sentido, podemos ser incapazes de cumprir com suas diretrizes e obrigações e, dessa forma, garantir a segurança e a privacidade dos dados que coletamos, sendo que o descumprimento de quaisquer normas, exigências, decisões ou outras leis e regulamentos relativos à proteção de dados pessoais poderão afetar o nosso negócio de maneira substancial e prejudicial.

Em 2018, foi sancionada a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais, que entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, com exceção dos seus artigos 51, 53 e 54, que tratam das sanções administrativas e entraram em vigor em 1º de agosto de 2021, na forma da Lei nº 14.010, de 10 de junho de 2020. A LGPD tem uma ampla gama de aplicações e se estende a pessoas físicas e entidades públicas e privadas, independentemente do país onde estão sediadas ou onde os dados são hospedados, desde que (i) o processamento de dados ocorra no Brasil; (ii) a atividade de processamento de dados destine-se a oferecer ou fornecer bens ou serviços a ou processar dados de indivíduos localizados no Brasil; ou (iii) os titulares dos dados estejam localizados no Brasil no momento em que seus dados pessoais são coletados. A LGPD é aplicada independentemente da indústria ou negócio ao lidar com dados pessoais e não está restrita a atividades de processamento de dados realizadas através de mídia digital e/ou na internet.

A LGPD estabelece um conjunto de regras a serem observadas em atividades como coleta, processamento, armazenamento, uso, transferência, compartilhamento e eliminação de informações sobre pessoas físicas identificadas ou identificáveis no Brasil, inclusive no que diz respeito aos dados pessoais dos nossos clientes, fornecedores e funcionários. Além disso, estabelece, entre outras coisas, princípios, requisitos e deveres impostos aos controladores de dados e aos processadores de dados, uma série de direitos dos titulares de dados pessoais, as bases legais aplicáveis ao tratamento de dados pessoais, exigências para se obter o consentimento dos titulares de dados, obrigações e exigências relativos a incidentes de segurança, obrigações relacionadas à transferência internacional de dados pessoais, obrigação de nomear um responsável pela proteção de dados,

4.1 Descrição dos fatores de risco

práticas de governança corporativa e regime de responsabilidade civil e penalidades em caso de violação das disposições.

Nesse cenário, a Autoridade Nacional de Proteção de Dados tem poderes e responsabilidades análogas às autoridades europeias de proteção de dados e é responsável (i) por investigar, compreendendo o poder de emitir normas e procedimentos, deliberar sobre a interpretação da LGPD e solicitar informações de controladores e processadores; (ii) pela execução, nos casos de descumprimento da lei, por meio de processo administrativo; e (iii) pela educação, com a responsabilidade de disseminar informações e fomentar o conhecimento da LGPD e medidas de segurança, promovendo padrões de serviços e produtos que facilitem o controle de dados e elaborando estudos sobre práticas nacionais e internacionais para a proteção de dados pessoais e privacidade, entre outros.

Caso não estivermos em conformidade com a LGPD, poderemos estar sujeitos às sanções de advertência; obrigação de divulgação de incidente; bloqueio temporário e/ou eliminação de dados pessoais; multa de até 2% do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício, excluídos os tributos, até o montante global de R\$ 50.000.000,00 por infração; suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, prorrogáveis até a regularização da atividade de tratamento; suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, prorrogáveis por igual período; e/ou proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados.

Por fim, leis e regulamentos similares que possam ser aprovados no futuro podem ser interpretados e aplicados de maneiras diferentes com o passar do tempo e de jurisdição para jurisdição, sendo possível que sejam interpretados e aplicados de maneiras que afetarão o nosso negócio de forma substancial e prejudicial. Qualquer não cumprimento, real ou percebido, de nossa parte de quaisquer normas relativas à proteção de dados pessoais em vigor ou quaisquer exigências, decisões administrativas ou judiciais, outras leis e regulamentos federais, estaduais ou internacionais relativos à proteção de dados pessoais, poderão afetar o nosso negócio de maneira substancial e prejudicial.

A expansão dos nossos negócios, seja por meio de aquisições ou por implementação de projetos greenfield, carrega consigo incertezas e riscos intrínsecos à natureza destas transações, cuja materialização pode impactar sua rentabilidade esperada.

Regularmente analisamos oportunidades para aquisição de participação (total ou parcial) de empresas dedicadas às atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, transações estas similares à aquisição da CPFL Transmissão S.A. (“CPFL Transmissão”) em outubro de 2021, ou mesmo ampliar nossa atuação no setor elétrico por meio de novos empreendimentos em atividades nas quais já atuamos, inclusive através de participações bem-sucedidas em leilões da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Adicionalmente, também avaliamos transações onde poderíamos aumentar nossa participação em ativos já existentes em nosso portfólio.

Estas transações, por natureza, apresentam riscos e desafios relacionados às incertezas dos cenários e premissas assumidas na elaboração do Business Plan de cada projeto. As incertezas podem estar associadas à execução da integração da empresa adquirida (operações, sistemas, funcionários, equipamentos etc.), à exposição aos passivos assumidos dessas companhias, a dificuldades na implementação dos novos empreendimentos e à variação dos cenários/premissas assumidas na projeção de fluxos de caixa futuro dos ativos envolvidos. A materialização destes riscos pode trazer impactos operacionais, financeiros e algumas vezes reputacionais. Obrigações substanciais associadas a uma aquisição, inclusive relacionadas a assuntos trabalhistas ou ambientais, poderiam afetar de maneira adversa a nossa reputação e o nosso desempenho financeiro, reduzindo os benefícios da aquisição.

Nosso grau de endividamento e nossas obrigações de serviço de dívidas, bem como as disposições restritivas em nossos contratos financeiros (covenants) podem afetar adversamente a nossa capacidade de conduzir as nossas atividades e de realizar os pagamentos desses financiamentos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Em 31 de dezembro de 2023, tínhamos um endividamento total de R\$ 29.455 milhões. O nosso grau de endividamento, bem como o serviço anual da dívida aumenta, e há a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos complementares, para financiar aquisições, investimentos, *joint ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais, tal como quando adquirimos a CPFL Transmissão, em outubro de 2021.

Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento podem aumentar.

Além disso, alguns de nossos contratos de financiamento contêm cláusulas restritivas operacionais referentes ao nosso negócio. Em especial, algumas dessas cláusulas nos impedem de efetuar pagamentos restritos, incluindo a distribuição de dividendos, caso alguns índices financeiros não sejam cumpridos. Esses índices financeiros têm como base o atingimento de certos níveis de EBITDA Ajustado (calculado de acordo com os critérios contidos em seus instrumentos de dívida), despesas de juros e endividamento líquido. Esses índices financeiros são testes de manutenção, o que significa que devemos cumpri-los continuamente todos os anos para não descumpriremos suas obrigações de dívida. Nossa capacidade de cumprir com esses índices financeiros pode ser afetada por eventos além do nosso controle e não podemos garantir que iremos cumprir com esses índices financeiros. O não cumprimento de qualquer uma dessas cláusulas poderá resultar em um evento de inadimplemento sob esses contratos e outros.

O nosso nível de endividamento e as cláusulas restritivas em nossos instrumentos de dívida podem implicar em riscos importantes, incluindo os seguintes:

- aumento de nossa vulnerabilidade às condições econômicas, financeiras e setoriais negativas em geral; e
- necessidade de que dediquemos uma parte substancial de nossos fluxos de caixa das operações para o serviço da dívida, reduzindo assim a disponibilidade de nossos fluxos de caixa para o financiamento de despesas de capital.

A geração de caixa decorrente de nossas operações poderá não ser suficiente para pagar o valor de principal, juros e outros valores devidos relacionados a nossas dívidas atuais e futuras e, nesse caso, poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições aceitáveis ou até mesmo de fazê-lo para refinaranciar a dívida tão logo vencida ou quando se torne devida. Caso incorreremos em dívidas adicionais, os riscos relacionados às nossas dívidas, incluindo a nossa inadimplência com relação aos prazos de nossas dívidas, poderão aumentar.

Na hipótese de estarmos inadimplentes nos termos de qualquer um de nossos contratos de financiamento, os saldos devedores nos termos desses contratos (incluindo principal, juros e quaisquer multas) poderão ser antecipados caso o valor do vencimento exceda os limites possíveis contidos em cada contrato financeiro, o que poderá acionar as disposições sobre inadimplemento cruzado ou antecipação (*cross default/cross acceleration*) nos termos de nossos outros contratos de financiamento e, em vista de nosso nível significativo de endividamento, afetar substancial e negativamente a nossa situação financeira.

Para mais informações sobre nosso endividamento, vide item 2.1.f deste Formulário de Referência.

Podemos ser afetados substancialmente por violações ao nosso Código de Conduta Ética, à Lei Anticorrupção e leis semelhantes, o que pode vir a afetar adversamente os nossos negócios de forma relevante tanto em relação ao aspecto financeiro e operacional, quanto em relação à nossa imagem.

O não cumprimento por nossos diretores, administradores e/ou colaboradores, bem como por controladas, controladoras ou e/ou coligadas, do nosso Código de Conduta Ética e da legislação anticorrupção aplicável pode nos expor a sanções previstas nos referidos normativos. Dessa forma, nossas diretrizes de *compliance* podem não ser suficientes para prevenir ou detectar práticas inapropriadas, fraudes e/ou violações à lei por qualquer colaborador, controlada, controladora, coligada ou por qualquer terceiro que atue em nome de tais partes, interesse e/ou benefício. Ainda, no futuro, poderemos descobrir algum caso no qual tenha ocorrido falha no

4.1 Descrição dos fatores de risco

cumprimento às leis, regulações e/ou controles internos aplicáveis, o que poderá resultar em multas e/ou outras sanções e afetar negativamente a nossa reputação, condição financeira e objetivos estratégicos.

A Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 (“Lei Anticorrupção”), estabelece o conceito de responsabilidade objetiva para pessoas jurídicas envolvidas em atos lesivos à administração pública, sujeitando o infrator a penalidades cíveis e administrativas. Semelhante à *Foreign Corrupt Practice Act* dos Estados Unidos da América (“Estados Unidos”), a Lei Anticorrupção considera sanções administrativas a serem aplicadas em consequência de um ato lesivo à administração pública.

A Lei Anticorrupção impõe uma responsabilidade às empresas por atos de corrupção, fraude ou manipulação de licitações públicas, contratos governamentais e interferência com investigações e/ou inspeções pelas autoridades governamentais. As empresas consideradas responsáveis nos termos da Lei Anticorrupção podem ter multas de até 20% de sua receita bruta no ano imediatamente anterior ou, se essa receita bruta anual não puder ser estimada, tais multas podem variar entre R\$ 6.000,00 e R\$ 60.000.000,00. Entre outras sanções, a Lei Anticorrupção também prevê a apreensão de bens ou benefícios obtidos ilegalmente, a suspensão ou a proibição parcial das operações, a dissolução da entidade e/ou a proibição de receber incentivos, subsídios, doações ou financiamentos do governo ou de entidades controladas pelo governo por um período de até 5 anos. Ao avaliar as penalidades no âmbito da Lei Anticorrupção, as autoridades brasileiras podem considerar a adoção de um programa efetivo de *compliance*. Outras leis aplicáveis a violações relacionadas à corrupção, como a Lei Federal nº 8.492, de 2 de junho de 1992 (“Lei de Improbidade Administrativa”), também preveem penalidades que incluem a proibição de celebrar contratos com o governo por um período de até 10 anos.

Adicionalmente, diversos contratos financeiros celebrados por nós e por nossas controladas contêm cláusulas que exigem o cumprimento da Lei Anticorrupção. Dessa forma, o descumprimento da Lei Anticorrupção pela nossa Companhia ou suas controladas pode representar um evento de inadimplemento no âmbito de tais contratos e, conseqüentemente, provocar o vencimento antecipado das dívidas. Além de sanções e multas decorrentes da legislação anticorrupção.

Não podemos garantir que nossas diretrizes de *compliance* e nossos controles internos sejam suficientes para prevenir ou detectar todas as práticas inapropriadas, fraudes ou violações à Lei Anticorrupção e leis semelhantes por qualquer de nossos administradores, colaboradores e/ou representantes, o que pode vir a afetar adversamente os nossos negócios de forma relevante tanto em relação ao aspecto financeiro e operacional, quanto em relação à nossa imagem perante a sociedade.

Decisões desfavoráveis em processos judiciais, administrativos ou procedimentos arbitrais podem causar efeitos adversos na nossa reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A nossa Companhia é ou pode vir a ser réu em processos judiciais, administrativos e arbitrais de natureza cível, criminal, societária, tributária, trabalhista, administrativa, de propriedade intelectual, concorrencial, regulatória, ambiental, dentre outras, cujos resultados não se podem garantir que lhe serão favoráveis.

As provisões constituídas podem ser insuficientes para fazer frente ao custo total decorrente dos processos. Adicionalmente, a nossa Companhia pode estar sujeita a contingências por outros motivos que a obriguem a despendar valores significativos, que afetem a condução regular dos seus negócios. Decisões contrárias aos nossos interesses poderão causar um efeito adverso em nossa reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Somos uma holding e parte significativa do nosso caixa provém da distribuição de resultados de nossas controladas. Alguns contratos financeiros celebrados por nossas controladas impõem restrições à distribuição de dividendos. Qualquer alteração adversa na condição financeira ou nos resultados operacionais de nossas controladas pode afetar o nosso negócio, nossa condição financeira, bem como capacidade de pagar dividendos ou realizar investimentos adicionais.

Somos uma sociedade por ações de capital aberto, com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de distribuição, transmissão, geração, comercialização e prestação de serviços no segmento de energia elétrica.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Parte significativa do nosso fluxo de caixa é oriunda da distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio pagos por nossas controladas. Desta forma, eventos que provoquem reduções nos lucros de referidas sociedades e/ou suspensões no pagamento de dividendos poderão afetar a nossa condição financeira, bem como capacidade de pagar dividendos ou realizar investimentos adicionais. As nossas subsidiárias possuem contratos de financiamento que impedem a distribuição de dividendos acima do mínimo legal e estatutariamente estabelecido e mediante a ocorrência de eventos de inadimplemento, o pagamento de quaisquer dividendos e/ou juros sobre capital próprio. A nossa decisão de distribuir os dividendos dependerá, entre outros fatores, do nosso plano estratégico, de nossa capacidade de gerar lucros, rentabilidade, situação financeira, planos de investimento, limitações contratuais e restrições impostas pela legislação e regulamentação aplicável.

Não há garantia que quaisquer recursos serão disponibilizados ou que serão suficientes para o pagamento de nossas obrigações e para a distribuição de dividendos a nossos acionistas. Qualquer alteração adversa na condição financeira ou nos resultados operacionais de nossas controladas pode afetar o nosso negócio, nossa condição financeira ou nossos resultados operacionais.

Se formos incapazes de concluir nosso programa de investimento proposto, no cronograma previsto, a operação e o desenvolvimento dos nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa.

Planejamos investir R\$ 1.039 milhões em nossas atividades de geração, R\$ 3.499 milhões em nossas atividades de transmissão, R\$ 23.425 milhões em nossas atividades de distribuição e R\$ 410 milhões em nossas atividades de comercialização e de serviços durante o período de 2024 a 2028. Pretendemos realizar investimentos no valor total de R\$ 5.922 milhões em 2024, R\$ 6.064 milhões em 2025, R\$ 5.860 milhões em 2026, R\$ 5.643 milhões em 2027 e R\$ 4.884 milhões em 2028. Já assumimos contratualmente compromissos em relação à parte desses investimentos. Nossa capacidade de concluir esse programa de investimento depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto. Qualquer impossibilidade de completar tal programa pode surtir efeito adverso relevante a nossa operação e no desenvolvimento dos nossos negócios, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Eventual processo de liquidação da nossa Companhia ou de suas controladas pode ser conduzido em bases consolidadas. Caso isso aconteça, os nossos acionistas poderão ser negativamente impactados pela perda de nosso valor em caso de destinação de seu patrimônio para pagamento dos credores de outras empresas do nosso grupo econômico.

O judiciário brasileiro ou os próprios credores da nossa Companhia e/ou de empresas de nosso grupo econômico podem determinar a condução de eventual processo de liquidação de empresa de nosso grupo econômico como se fossem uma única sociedade (Teoria da Consolidação Substancial). Caso isso aconteça, os nossos acionistas poderão ser negativamente impactados pela perda de nosso valor em caso de destinação de seu patrimônio para pagamento dos credores de outras empresas do nosso grupo econômico.

Estamos sujeitos à disponibilidade de profissionais especializados em cargos técnicos e administrativos.

Dependemos dos conhecimentos obtidos por nossas equipes, seja de profissionais de nível técnico que atuam nos escritórios ou em campo, bem como administrativos/corporativos, que possuem conhecimentos específicos e/ou são capacitados através de treinamentos diversos ou formações especializadas. Em caso de perda de alguns desses profissionais, poderá haver dificuldades para atrair e treinar pessoas para repor o conhecimento interno. A dinâmica econômica pode ocasionar momentos de alta demanda, exigindo que concorramos por esse tipo de mão-de-obra em um mercado aquecido o que pode inviabilizar ou trazer custo adicional de atração e treinamento dessas pessoas. Caso não consigamos atrair e reter essas pessoas para manutenção ou expansão de nossas operações, a qualidade da administração de nossos negócios pode ser impactada.

4.1 Descrição dos fatores de risco

b. seus acionistas, em especial os acionistas controladores

Os interesses de nosso acionista controlador podem conflitar com os interesses dos demais acionistas e, conseqüentemente, impactar nas estratégias da Companhia e em seus negócios.

Contamos com um acionista controlador, que atualmente detém 83,71% do nosso capital social. O acionista controlador tem poderes para, entre outros, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal, bem como para determinar, de forma geral, o resultado da maioria das outras deliberações que exijam aprovação de acionistas, inclusive em operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações de ativos, parcerias e/ou o pagamento de quaisquer dividendos futuros.

Nosso acionista controlador poderá tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses dos demais acionistas, inclusive decisões relativas ao planejamento de negócios, estratégias, aquisições, alienações de ativos, parcerias, financiamentos e/ou operações similares. A decisão do acionista controlador quanto aos rumos de nossos negócios poderá divergir da decisão esperada pelos acionistas minoritários. Para mais informações sobre o acionista controlador, vide item 6 deste Formulário de Referência.

Futuras captações por meio de emissões de valores mobiliários decorrentes de necessidade de capital adicional poderão resultar em diluição de participação do investidor nas ações de nossa emissão, podendo ter um efeito adverso na cotação dos valores mobiliários de nossa emissão.

Podemos vir a ter que captar recursos adicionais e podemos vir a optar por obtê-los por meio da colocação pública ou privada de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ou permutáveis por elas. A obtenção de recursos por meio da emissão de ações, ou valores mobiliários conversíveis em ações, poderá resultar em alteração na quantidade de ações em circulação e no preço das ações e, conseqüentemente, na diluição da participação acionária dos referidos acionistas, que poderão passar a ter menor participação proporcional em rendimentos e menor poder de influência nas decisões tomadas por nós, caso não exerçam, por qualquer motivo, seus direitos de preferência na subscrição de novas ações emitidas em decorrência de tais novas ofertas de ações para obtenção de capital adicional no futuro. Na hipótese de financiamentos públicos ou privados não estarem disponíveis, ou caso assim decidam os acionistas, tais recursos adicionais poderão ser obtidos por meio de aumento do nosso capital social. Qualquer recurso adicional obtido por meio da emissão de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ou de aumento do nosso capital social poderá diluir a participação do acionista no capital social, podendo também ter efeito adverso na cotação dos valores mobiliários de emissão da nossa Companhia. Vale mencionar que a captação de recursos adicionais por meio da emissão de ações ou de títulos de dívida conversíveis em ações poderá, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, ser feita com exclusão do direito de preferência de nossos acionistas, podendo, portanto, diluir sua participação acionária percentual e patrimonial.

c. suas controladas e coligadas

As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de consumidores livres e especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional.

Nossas tarifas são determinadas de acordo com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro e em conformidade com os regulamentos e decisões da ANEEL, sendo estas determinadas exclusivamente pela ANEEL, conforme estabelecido no contrato de concessão e na legislação e regulação vigente.

Nossos contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de processos tarifários: (i) reajuste tarifário anual (“RTA”); (ii) revisão tarifária periódica (“RTP”); e (iii) revisão tarifária extraordinária (“RTE”). Temos o direito de requerer, a cada ano, o RTA, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores essas alterações de nossa estrutura de custos que estão fora do nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL costuma realizar

4.1 Descrição dos fatores de risco

a RTP a cada quatro ou cinco anos (nos termos de cada contrato de concessão). Dessa forma, ela visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar uma trajetória de redução, ou aumento, de custos operacionais em função de nossa eficiência operacional, determinar também um fator de produtividade inerente ao serviço de distribuição, em prol da modicidade tarifária, a serem adotados com o índice dos RTAs seguintes. As RTEs podem ser realizadas a qualquer tempo, ou podem ser por nós pleiteadas. Das nossas distribuidoras, ocorreu RTP no ano de 2021 somente para a concessão da CPFL Santa Cruz, com alteração média em 9,95%. No ano de 2023 três das distribuidoras do Grupo CPFL passaram por RTP: CPFL Paulista, RGE e CPFL Piratininga, com os seguintes efeitos médios ao consumidor: 4,89%, 1,10% e -4,37%, respectivamente. Adicionalmente, atualmente existem processos judiciais setoriais, em andamento, que discutem as metodologias de Revisão Tarifária da ANEEL. Em que pese ser remota a possibilidade, um eventual resultado desfavorável poderia resultar na alteração das tarifas atualmente aplicadas, tendo um impacto adverso nos nossos negócios e nos resultados de nossas operações.

Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações, bem como assegurar a renovação e/ou prorrogação das nossas concessões e autorizações e/ou de nossos contratos de fornecimento de energia. Caso isso ocorra, poderemos ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração das nossas concessões é de 20 a 35 anos. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil de 1988 requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de leilão. Com base em leis e regulamentos específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 20 ou 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho, dentre outros, bem como que a proposta seja, por outro lado, aceitável para o governo brasileiro. O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.987/95 (“Lei de Concessões”), da Lei nº 9.074/95, do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13, do Decreto nº 8.461/15, da Lei nº 13.360/16, do Decreto nº 9.158/17 e do Decreto nº 9.187/17, bem como dos contratos de concessão, com relação à renovação das concessões. Ressaltamos, ainda, que podemos estar sujeitos a novas regulamentações emitidas pelo governo brasileiro, que poderiam afetar retroativamente as normas sobre renovações de concessões e autorizações. A não renovação das nossas concessões e autorizações, bem como a não renovação de nossos contratos de fornecimento de energia, poderia ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A ANEEL pode nos impor penalidades caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos nossos contratos de concessão ou autorizações. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades poderiam incluir:

- multa por inadimplemento, limitada a, no máximo, 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão ou autorização, ou, caso a concessão ou autorização em questão não esteja operacional, a, no máximo, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de 12 meses anterior à ocorrência do inadimplemento;
- embargos às atividades de construção;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária (não aplicável às autorizações);
- suspensão temporária da participação em novas licitações, que poderá também ser estendida aos acionistas controladores da entidade sujeita à penalidade;
- intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- extinção da concessão ou autorização.

4.1 Descrição dos fatores de risco

O governo brasileiro pode, ainda, revogar quaisquer das nossas concessões ou autorizações por meio de desapropriação, caso entenda haver motivos de interesse público. Além disso, podemos ser parte em ações judiciais que eventualmente resultem em restrições para a contratação com o Poder Público, o que poderia nos afetar financeiramente e em aspectos reputacionais.

Não podemos garantir ao investidor que não seremos penalizados pela ANEEL por eventuais descumprimentos dos nossos contratos de concessão ou autorizações, ou que nossas concessões ou autorizações não serão revogadas no futuro. A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual rescisão ou revogação antecipada das nossas concessões ou autorizações pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos nossos contratos de concessão ou autorizações seja rescindido por razões que nos sejam imputáveis, o valor efetivo de indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou de outras penalidades. Por conseguinte, caso nos sejam impostas multas ou penalidades, ou caso ocorra a revogação de qualquer das nossas concessões ou autorizações, a nossa situação financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir com nossas obrigações contratuais poderão sofrer um efeito adverso relevante.

As concessões de distribuição detidas pelas nossas antigas subsidiárias Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Luz e Força de Mococa, Companhia Leste Paulista de Energia e Companhia Sul Paulista de Energia (atualmente incorporada pela Companhia Jaguari de Energia, posteriormente denominada CPFL Santa Cruz) foram outorgadas originalmente em 1999, para um período de 16 anos, tendo esse período sido prorrogado em 2015 por mais 30 anos, até julho de 2045. As referidas prorrogações foram concedidas à luz do Decreto nº 7.805/2012, da Lei nº 12.783/2013 e do Decreto nº 8.461/2015, estando sujeitas, portanto, às suas metas e padrões estabelecidos pelas autoridades brasileiras. Essas metas e normas estão inclusas nos aditamentos aos contratos de concessão. Ainda não há precedente que nos permita avaliar como as autoridades brasileiras agirão sob essas novas leis e regulamentações, que incluem certas variáveis que estão fora do nosso controle e que podem afetar a nossa capacidade de atingir integralmente essas metas. Caso nós não consigamos alcançar essas metas, as nossas concessões de distribuição e, portanto, as nossas receitas e nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais poderiam ser afetadas de forma relevante.

Outro ponto relevante no novo marco de setor elétrico é o vencimento até 2031 de 20 contratos de concessão de distribuição de energia elétrica não alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 2013, ou seja, aquelas outorgadas a partir da publicação da Lei nº 9.074, de 1995. Entre as empresas que terão seus contratos de concessão vencidos estão a CPFL Paulista e a RGE no ano de 2027 e a CPFL Piratininga no ano de 2028. No contexto de renovação, em 2023 o MME instaurou a Consulta Pública nº 152/2023, já descrita no item 1.6 do presente documento, com a finalidade de obter contribuições para elaboração das diretrizes que irão balizar os novos contratos de concessão. Os desdobramentos das diretrizes chegaram ao Tribunal de Contas da União (TCU) que se manifestou pelo prosseguimento das renovações das 20 concessões. No entanto, transcorrido o prazo de contribuições estabelecido pelo MME para referida consulta pública, ainda não foram disponibilizados documentos de análise do ministério ou mesmo Decreto com as diretrizes para renovação. Logo, não conhecer, especificamente, as novas diretrizes e condições técnicas e econômicas para as renovações contratuais das concessões de Distribuição do Grupo CPFL Energia passa a ser um fator de risco associado ao negócio de distribuição de energia elétrica.

Podemos não ser capazes de garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio, o que pode resultar na aplicação de multas e na interdição dos nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial de nossas atividades.

No que concerne aos demais negócios de Geração e Renováveis, licenças, permissões e autorizações exigíveis e aplicáveis às nossas atividades são emitidas por órgãos públicos como prefeituras e agências ambientais e devem ser mantidas válidas. Quando necessário, essas licenças e autorizações devem ser renovadas com as autoridades públicas competentes.

Nós não podemos garantir que iremos obter, manter válidas e/ou renovar tempestivamente todas as autorizações, licenças imobiliárias e ambientais necessárias para o desenvolvimento das nossas atividades. A

4.1 Descrição dos fatores de risco

demora ou indeferimento, por parte dos órgãos licenciadores, na emissão ou na renovação de tais documentos, assim como a eventual impossibilidade de nós atendermos às exigências estabelecidas por tais órgãos no curso do processo de licenciamento, poderão afetar adversamente os nossos resultados operacionais. A falta de obtenção, manutenção ou renovação dessas licenças e/ou autorizações pode resultar na aplicação de multas e na interdição dos nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial de nossas atividades. Ainda, na possibilidade de fechamento ou interrupção temporária de qualquer uma de nossas unidades, os nossos negócios e resultados poderão ser afetados negativamente.

Em nosso negócio de distribuição, somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um distribuidor de energia elétrica está obrigado a contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, 100% da energia elétrica que foi prevista para as suas respectivas áreas de concessão e está autorizado a repassar até 105% do custo desta energia aos consumidores. A demanda superestimada ou subestimada pode gerar impactos adversos, quando fora dos limites regulatórios de 100% e 105% (limites estes que podem ser acrescidos de eventuais sobras ou exposições involuntárias homologadas pela ANEEL). Se subestimarmos a demanda e comprarmos energia elétrica em quantidade menor do que as nossas necessidades, de forma que venhamos a ser considerados responsáveis nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e da legislação aplicável, podemos ser forçados a comprar energia adicional no mercado spot a preços voláteis e que podem ser substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de compra de longo prazo. Poderemos ser impedidos de repassar integralmente esses custos adicionais aos consumidores e ficaríamos também sujeitos a penalidades, nos termos da regulamentação aplicável. Por outro lado, se superestimarmos a demanda e comprarmos energia elétrica em quantidade maior do que as nossas necessidades, podemos ser obrigados a vender a energia excedente a preços substancialmente menores do que aqueles nos termos de nossas concessões. Em qualquer uma das circunstâncias, se houver diferenças significativas entre as nossas necessidades previstas e a demanda real de energia, nossos resultados das operações podem ser afetados negativamente. Desde agosto de 2017, o Decreto nº 9.143/2017 permite que as companhias de distribuição negociem o excedente de energia com consumidores livres e outros agentes do Mercado Livre (geradoras, comercializadoras e autoprodutoras). Essa faculdade já foi constituída pelo Mecanismo de Venda de Excedentes, introduzido pela Resolução Normativa ANEEL nº 824/2018 e entrou em vigor em janeiro de 2019, atualmente regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.009/2022.

As atividades de comercialização estão sujeitas a perdas potenciais devido a variações de curto, médio e longo prazo nos preços de energia. Adicionalmente, poderemos não ser capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar com os nossos contratos de venda ou vender integralmente nosso volume de energia disponível, o que pode nos deixar expostos no mercado spot a preços substancialmente elevados ou em patamares relativamente baixos com relação aos nossos contratos de longo prazo.

Em nossas atividades de comercialização de energia podemos não conseguir comprar a energia elétrica de que precisamos para atender aos nossos contratos de venda, o que pode nos expor aos preços do mercado significativamente mais altos do que os preços dos nossos contratos de médio e longo prazo. Adicionalmente podemos não conseguir vender toda a energia elétrica de que dispomos de forma a atender nossos contratos de compra, o que pode nos expor aos preços de mercado significativamente mais baixos do que os preços dos nossos contratos de médio e longo prazo. De forma geral, todos os agentes do Mercado Livre estão sujeitos a possíveis diferenças entre os volumes de energia gerada ou adquirida (oferta) e os volumes de energia vendida ou consumida (demanda). Essas diferenças de volume são liquidadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) pelo Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”). O PLD é calculado para cada submercado e patamar de carga em base horária, e baseia-se no Custo Marginal da Operação (“CMO”), limitado a valores mínimos e máximos definidos pela ANEEL, que são revistos e estabelecidos a cada ano pela agência reguladora.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A nossa Companhia tem em seu portfólio diversas usinas cujos contratos de vendas são executados diretamente a empresas do Mercado Livre. Dessa forma, caso ocorra geração menor do que fora inicialmente contratado, por conta da baixa incidência de vento nas usinas eólicas, não há qualquer mecanismo de ajuste ou compensação, o que potencializa o risco dessas usinas que deverão ficar expostas ao PLD na liquidação da CCEE.

O mesmo ocorre com as demais usinas do grupo, caso a energia gerada das usinas à biomassa seja menor do que o contrato de venda. Já no caso das hidráulicas (PCHs ou UHEs), que pertencem ao Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), a exposição ao PLD também ocorre uma vez que todo o conjunto de usinas do MRE não geram o correspondente ao total de suas garantias físicas, ocasionando também a exposição ao Fator de Escalonamento de Geração (*Generation Scaling Factor*) (“GSF”), destacado com mais detalhes no item 1.16 deste Formulário de Referência.

As variações nos preços de mercado de curto prazo podem levar a perdas potenciais na nossa atividade de comercialização. Os fatores que poderão afetar o PLD incluem (i) variações na carga prevista e identificada; (ii) variações nos níveis dos reservatórios de usinas hidrelétricas; (iii) redução/aumento da afluência prevista e verificada; (iv) antecipações ou atrasos no início das operações de novos geradores e/ou transmissores; e (v) variações na geração prevista e verificada dos empreendimentos de geração. A ocorrência de qualquer um desses fatores poderá levar a uma variação substancial no PLD, o que poderá resultar no aumento de custos ou redução de receita na comercialização de energia no curto prazo, e ainda poderá afetar negativamente o nosso fluxo de caixa.

Somos responsáveis por quaisquer perdas e danos decorrentes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia elétrica, e as nossas apólices de seguro contratadas podem não ser suficientes para cobrir totalmente tais perdas e danos. Caso tenhamos que arcar com perdas e danos resultantes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia, isso poderá nos causar um efeito adverso, assim como impactar em nossa capacidade de adimplir obrigações contratuais.

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos, diretos e indiretos, decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossas geradoras, transmissoras e distribuidoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”). Podemos ser obrigados a arcar com perdas e danos resultantes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso, bem como em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A expansão e operação de subestações e linhas de transmissão, bem como a manutenção desses equipamentos, envolvem riscos significativos que podem levar à perda das receitas ou aumento de despesas e, conseqüentemente, causar efeitos adversos nos nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A expansão e operação de subestações e linhas de transmissão, bem como a manutenção desses equipamentos, envolvem vários riscos, incluindo:

- incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais obrigatórias;
- indisponibilidade de equipamentos;
- indisponibilidade dos sistemas de transmissão;
- interrupção do fornecimento;
- interrupções no trabalho;
- questões regulatórias, políticas e jurídicas;
- interferências climáticas e hidrológicas;
- problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental;
- atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos; e

4.1 Descrição dos fatores de risco

- tendência à concentração de mercado e novos entrantes.

A ocorrência desses ou outros problemas poderá afetar adversamente a capacidade de atendimento de acordo com as nossas obrigações contratuais, o que pode ter um efeito negativo sobre a nossa situação financeira e no resultado operacional a médio e longo prazo.

Se enfrentarmos alguns desses problemas, simultaneamente, poderemos não conseguir honrar nossos contratos, e isso poderá causar efeitos adversos na nossa condição financeira e em nossos resultados operacionais e, conseqüentemente, nos nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

No tocante à estrutura de mercado na transmissão, observa-se tendência à oligopolização, onde novos entrantes possuem acesso às linhas de crédito de fontes privadas, nacional e internacional, em que o custo de capital é significativamente mais baixo. Esse fato, aliado a uma estratégia mais agressiva de fusões e incorporações, aumenta o potencial competitivo desses novos entrantes no mercado brasileiro de transmissão, o que poderá impactar em nossa operação e, conseqüentemente, em nossos resultados.

O negócio de distribuição pode ser requerido a reembolsar os consumidores e demais usuários em casos de faturamento incorreto e outras cobranças indevidas, o que poderia representar custo e afetar negativamente nossos resultados financeiros.

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, (“REN 1000/2021”), por meio do Artigo 323, Inciso II, estabelece a devolução em dobro de quantias indevidas de faturamento, independentemente de dolo ou culpa da distribuidora. Nesse sentido, quando houver faturamento a maior, o consumidor deve receber, até o segundo ciclo de faturamento posterior à constatação, as quantias indevidas nos últimos 60 meses de faturamento, imediatamente anteriores à constatação, atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, e acrescido os juros de mora à razão de 1% ao mês pro rata die sobre o valor atualizado obtido do Inciso II. A devolução em dobro prevista neste artigo, é aplicável a todos os valores que compõem o faturamento, inclusive tributos, compensações, bandeiras tarifárias e cobranças de qualquer natureza.

A construção, ampliação e operação das nossas instalações e equipamentos de geração e distribuição de energia elétrica envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas, o que pode vir a afetar de maneira adversa a nossa situação financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A construção, ampliação e operação de instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica envolvem muitos riscos, incluindo:

- incapacidade de obter e/ou renovar alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- greves;
- paralisações trabalhistas;
- perturbação social;
- interferências climáticas e hidrológicas;
- interferência em vegetação, biomas e na biodiversidade como um todo;
- escassez no mercado de cana-de-açúcar, matéria-prima necessária para a geração da biomassa;
- desempenho dos nossos parceiros na operação das usinas de biomassa;
- menor intensidade dos ventos e da duração do que aquela contemplada na fase de estudo dos projetos de nossos parques eólicos;
- eventuais atrasos no início das operações de um parque eólico;
- indisponibilidade de turbinas eólicas em níveis acima dos padrões esperados;
- problemas ambientais, regulatórios e/ou de engenharia não previstos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;

4.1 Descrição dos fatores de risco

- atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores ao previsto;
- incapacidade de vencer leilões do setor de energia elétrica promovidos pela ANEEL;
- incapacidade de venda em contratos bilaterais a preços atrativos; e
- indisponibilidade de financiamento adequado.

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com as nossas projeções, o que pode vir a afetar de maneira adversa a nossa situação financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

d. seus administradores

Decisões desfavoráveis em processos judiciais, administrativos ou procedimentos arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais envolvendo nossos administradores podem causar efeitos adversos na nossa reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Nossos administradores podem vir a ser partes em processos judiciais, administrativos ou arbitrais, seja em matéria cível, tributária, administrativa, trabalhista, societária, de propriedade intelectual, regulatória, concorrencial, ambiental, criminal, dentre outras. Não podemos garantir que os resultados desses processos e/ou de novos processos serão favoráveis aos membros de nossa administração.

Além disso, alguns de nossos administradores podem ser partes em processos criminais, e eventuais condenações podem impedi-los de exercer suas funções na nossa Companhia. Neste sentido, o envolvimento dos nossos administradores em tais processos, ou decisões que sejam contrárias aos nossos interesses, podem ter um efeito adverso relevante sobre nós. Eventuais repercussões na mídia de tais processos, que possam impactar adversamente nossa imagem e reputação perante nossos clientes, fornecedores e investidores, podem causar efeito adverso relevante sobre nossos negócios.

e. seus fornecedores

Dependemos de terceiros para o fornecimento de equipamentos utilizados em nossas instalações, bem como para a realização de parte de nossas operações, e falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar as nossas atividades, condição financeira e/ou resultados operacionais.

Dependemos de terceiros para fornecer os equipamentos usados em nossas instalações e nos serviços de engenharia e, conseqüentemente, estamos sujeitos a aumentos de preços e falhas por parte de tais fornecedores e prestadores de serviços, como atrasos na entrega ou entrega de equipamentos danificados. Tais questões poderão afetar adversamente nossas atividades e ter um impacto adverso em nossos resultados. Além disso, várias fontes de risco na cadeia de fornecimento, incluindo greves ou paralisações, perda ou danos aos nossos equipamentos ou a seus componentes enquanto estiverem em trânsito ou armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, poderiam limitar o fornecimento dos equipamentos usados em nossas instalações.

Além disso, em razão das especificações técnicas dos nossos equipamentos e obras, existem poucos fornecedores e prestadores de serviço disponíveis. Se algum fornecedor descontinuar a produção, interromper a venda de qualquer dos equipamentos necessários às suas atividades ou a prestações dos serviços de engenharia, podemos não ser capazes de adquirir tal equipamento ou serviço com outros fornecedores nas mesmas condições de preço e prazo. Neste caso, a prestação dos nossos serviços de transmissão e geração de energia elétrica poderão ser prejudicados de forma significativa, o que poderá impactar negativamente a nossa condição financeira e resultados operacionais.

Como terceirizamos parte de nossas operações, no caso de um ou mais prestadores de serviços suspenderem as atividades ou interromperem a prestação de serviços, nossas operações poderão ser afetadas de maneira adversa, o que pode ter um impacto prejudicial em nossos resultados e condição financeira. Qualquer escassez

4.1 Descrição dos fatores de risco

ou interrupção poderá afetar adversamente o desenvolvimento contínuo de nossas atividades, o que pode ter um impacto adverso relevante em nossos resultados operacionais e posição financeira.

Além disso, no caso de um ou mais prestadores de serviços não cumprirem com qualquer uma de suas obrigações trabalhistas, incluindo as questões de respeito aos Direitos Humanos, previdenciárias, ambientais, ou quaisquer outras, poderemos ser solidariamente responsáveis por essas obrigações. Isso poderá afetar nossos resultados operacionais de maneira adversa, bem como afetar negativamente nossa reputação em caso de pagamento futuro de multa ou indenização.

Custos de contratação podem variar de acordo com a demanda de mercado devido à limitação do número de fornecedores, o que poderia causar efeitos adversos relevantes em nossos resultados.

O atendimento das nossas necessidades de manutenção e das demandas de construção de novas obras são efetivadas por um número limitado de fornecedores. Sendo assim, estamos vulneráveis à oferta e demanda do mercado, principalmente em momentos em que existem grandes investimentos no setor de energia, o que pode fazer com que paguemos preços elevados por esses serviços e materiais aplicados nessas obras.

A incapacidade ou indisposição desses terceiros em prestar os serviços contratados por nós com a qualidade prevista em contrato, bem como de suprir os materiais necessários para execução desses serviços, poderá: (i) provocar inadimplemento das suas obrigações regulatórias; (ii) colocar em risco a preservação de suas centrais geradoras e das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica; e/ou (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das suas centrais e de suas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Conseqüentemente, podemos obter menor receita de vendas e ter uma possível exposição ao mercado de curto prazo, o que poderá causar um efeito adverso sobre os nossos resultados e imagem. Ademais, a rescisão desses contratos de fornecimento de materiais e dos serviços de construção ou operação e manutenção, ou a incapacidade de renová-los ou de negociar novos contratos com outros prestadores de serviço igualmente qualificados, tempestivamente e com preços similares, poderá causar um efeito adverso sobre os nossos resultados.

f. seus clientes

O nível de inadimplência dos nossos consumidores pode afetar adversamente os nossos negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira.

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode ser afetado por variáveis da economia como nível de renda, desemprego, taxa de juros, inflação e preço de energia. A atual situação macroeconômica brasileira, associada ao aumento das tarifas de energia elétrica nos últimos anos, pode representar um aumento no risco de inadimplemento dos nossos consumidores.

Não podemos garantir que as medidas para melhorar a cobrança de pagamentos que implementamos serão suficientes e efetivas para manter o atual nível de inadimplência dos nossos clientes. Caso o índice de inadimplência aumente, os nossos negócios, condições financeiras e resultados operacionais poderão ser adversamente afetados, bem como a capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

g. setores da economia nos quais o emissor atue

A inflação e as políticas sobre taxas de juros podem impedir o crescimento da economia brasileira e afetar os nossos negócios.

No passado, o Brasil enfrentou taxas de inflação extremamente altas e, portanto, seguiu políticas monetárias que resultaram em uma das taxas de juros reais mais altas do mundo. Entre 2010 e 31 de dezembro de 2023, a taxa básica de juros no Brasil, ou SELIC, variou entre 2,0% e 14,3% ao ano.

Segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"), a taxa de inflação foi de 4,6% em 31 de dezembro de 2023. O Brasil pode passar por altos níveis de inflação no futuro e pressões inflacionárias podem levar o governo brasileiro a intervir na economia e introduzir políticas que possam afetar adversamente nossos negócios e o preço de nossas ações ordinárias. No passado, as intervenções do governo brasileiro incluíram a

4.1 Descrição dos fatores de risco

manutenção de uma política monetária restritiva com altas taxas de juros que restringiam a disponibilidade de crédito e reduziam o crescimento econômico, causando volatilidade nas taxas de juros. A taxa SELIC oscilou de 13,8% em 31 de dezembro de 2022 para 11,8% em 31 de dezembro de 2023, conforme estabelecido pelo Comitê de Política Monetária (“Copom”). Políticas mais brandas do governo brasileiro e do Banco Central e quedas nas taxas de juros desencadearam e podem continuar desencadeando aumentos da inflação e, conseqüentemente, a volatilidade do crescimento e a necessidade de aumentos repentinos e significativos nas taxas de juros, que podem nos afetar negativamente e aumentar nosso endividamento.

Caso o Brasil enfrente inflação alta no futuro, mesmo com as revisões e reajustes tarifários previstos nos contratos de concessão, talvez não seja possível neutralizar os impactos da inflação sobre nossas despesas, inclusive salários. Isso levaria a uma diminuição do lucro do exercício, afetando-nos adversamente. As pressões inflacionárias também podem afetar adversamente nossa capacidade de acessar os mercados financeiros estrangeiros.

Estamos expostos a aumentos das taxas de juros praticadas pelo mercado e à instabilidade da taxa de câmbio.

Durante a última década, o Real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao Dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras. A taxa de câmbio do Real em relação ao Dólar norte-americano foi R\$ 4,84 em 31 de dezembro de 2023. O Real poderá continuar a flutuar significativamente em comparação com o Dólar norte-americano no futuro.

A depreciação do Real eleva o custo de aquisição de energia elétrica da Usina de Itaipu (“Itaipu”), a usina hidrelétrica que é uma das nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em custos atrelados ao Dólar norte-americano. O preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o Real e o Dólar norte-americano. Além disso, as alterações no preço da energia elétrica gerada por Itaipu estão sujeitas ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, segundo o qual nossas tarifas são reajustadas anualmente para contemplar os ganhos ou perdas dessas compras de Itaipu. Nossos fluxos de caixa podem ser afetados de maneira adversa pelas taxas de câmbio voláteis devido à divergência entre a data da compra de energia elétrica de Itaipu e a data em que nossas tarifas são reajustadas por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A.

A depreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, o que pode afetar negativamente o crescimento da economia brasileira como um todo e afetar nossa condição financeira e resultados operacionais, como também inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais e levar o governo a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A depreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras poderá conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação como a apreciação do Real podem afetar substancial e adversamente o crescimento da economia brasileira e do nosso negócio, condições financeiras e resultados operacionais, assim como nossa capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

Para mais informações qualitativas e quantitativas em relação à instabilidade de taxa de câmbio que afetam nossos negócios, vide item 4.3 deste Formulário de Referência.

h. regulação dos setores em que o emissor atue

Não temos certeza quanto à revisão da Energia Assegurada nas nossas usinas geradoras de energia, o que poderá afetar negativamente nossa capacidade de fornecer energia elétrica de acordo com os CCEs das usinas e levar a uma redução nas nossas receitas e ao aumento nos nossos custos.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabeleceu que a Energia Assegurada das usinas de geração seria revista a cada 5 anos. Como parte dessas revisões, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) pode rever a Energia Assegurada de um empreendimento, limitada à variação máxima de 5% por revisão ou 10% sobre todo o prazo do contrato de concessão. De acordo com a Portaria MME nº 515/2015, esperava-se que a primeira revisão da

4.1 Descrição dos fatores de risco

Energia Assegurada segundo este processo fosse implementada para as usinas hidroelétricas (exceto as Pequenas Centrais Hidrelétricas – “PCHs”) em janeiro de 2017. A aplicação da metodologia desta nova revisão a cada usina hidrelétrica ainda não está disponível; entretanto, o MME emitiu a Portaria nº 714/2016, segundo a qual a Energia Assegurada atual de cada usina hidrelétrica permaneceria em vigor até dezembro de 2017. A primeira revisão da Energia Assegurada foi implementada em janeiro de 2018 de acordo com a Portaria MME nº 178/2017 e levou a uma redução na Energia Assegurada de nossas usinas hidrelétricas em uma média de 2,4%. As PCHs, diferentemente das outras usinas hidrelétricas, estão sujeitas a revisões anuais da sua Energia Assegurada desde 2010, de acordo com a Portaria MME nº 463/2009. Essas revisões anuais resultaram em reduções para as PCHs da CPFL Renováveis, que está sujeita a discussão judicial. A partir de 2017, a Portaria MME nº 564/2014 estendeu essa revisão às usinas de biomassa, o que levou a um aumento da Energia Assegurada das usinas de biomassa da CPFL Renováveis em uma média de 3,8% em 2020, redução de 1,1% em 2019 e um aumento médio de 4,3% em 2018.

Não podemos ter certeza do modo, como e quando as revisões futuras afetarão a Energia Assegurada de cada uma das nossas usinas individualmente, se os produtores de energia renovável terão sucesso em seu recurso contra o processo de revisão ou se o efeito global das revisões aumentará ou reduzirá a nossa Energia Assegurada. Quando a Energia Assegurada de uma usina é diminuída, nossa capacidade de fornecer energia elétrica de acordo com os Contratos de Compra de Energia (“CCEs”) das usinas é afetada negativamente, o que pode levar a uma redução nas nossas receitas e aumento nos nossos custos se as nossas subsidiárias de geração forem obrigadas a comprar energia elétrica de outros agentes. Esperamos que as revisões da Energia Assegurada nos termos do Decreto nº 2.655/98 continuem a ocorrer a cada cinco anos para as nossas usinas que não são PCHs.

Dada à essencialidade da energia elétrica, toda a cadeia de valor do setor elétrico está sujeita a normas e regras específicas que compõem a regulamentação específica a que os agentes que atuam nesse setor devem seguir.

Nossos negócios estão sujeitos à extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente da ANEEL. A ANEEL regula as políticas e diretrizes do Poder Concedente para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor e fiscaliza vários aspectos dos negócios em que atuamos, além de estabelecer as tarifas aplicáveis às concessionárias de distribuição e de transmissão do Grupo CPFL. Assim, se fizermos investimentos de capital adicionais e não esperados, conforme a ordem da ANEEL, e não nos for permitido reajustar nossas tarifas de maneira correspondente, ou se a ANEEL não autorizar o reembolso de todos os custos ou, ainda, se a ANEEL modificar a regulação relativa a ajustes tarifários, poderemos ser adversamente afetados. Adicionalmente, tanto a implementação da nossa estratégia de crescimento, como a condução dos nossos negócios no seu curso ordinário podem ser adversamente afetados por ações governamentais, tais como a modificação da atual legislação, o cancelamento dos programas de concessão estaduais e federais, a criação de critérios mais rígidos para qualificação em leilões públicos de energia ou o atraso na revisão e implementação de novas tarifas anuais.

Caso mudanças regulatórias exijam que nós conduzamos os nossos negócios de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, as nossas operações, resultados financeiros e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados. Sob a ótica dos negócios de mercado em que o Grupo CPFL atua há, igualmente, a interferência da regulação do setor. Muito embora o segmento de comercialização de energia atue diretamente com o ambiente de livre contratação de energia, está sujeito às normas e regras atinentes ao setor e deve, do mesmo modo, segui-las. Dessa forma, quaisquer alterações legais e/ou normativas podem afetar direta ou indiretamente a performance financeira dos negócios de mercado.

Alterações na legislação tributária e contábil, incentivos e benefícios fiscais, diferentes interpretações das legislações fiscais ou jurisprudência podem prejudicar os nossos resultados operacionais.

As alterações nas leis tributárias brasileiras, nas interpretações das autoridades tributárias, na jurisprudência administrativa ou judicial e nas normas tributárias do Brasil podem resultar em um aumento da carga tributária sobre nossos resultados financeiros, o que pode reduzir bastante nossos lucros e fluxos de caixa operacionais.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Nossas subsidiárias de distribuição e a subsidiária de comercialização, a CPFL Brasil, são partes em processos judiciais que tratam da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS pagos por essas entidades. Se formos bem-sucedidos em tais processos, esperamos obter um crédito tributário de parte dos valores de PIS e COFINS pagos em excesso, enquanto os valores restantes podem ter que ser devolvidos aos consumidores.

A promulgação da Lei nº 14.385/2022 definiu a devolução de valores advindos de ações judiciais transitadas em julgado que estabeleceram a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS cobrado na conta de energia. Antes da publicação da Lei, em processos tarifários realizados entre 2021 e 2022, a Agência já considerava que, diante de situações excepcionais, poderiam ser utilizados parte dos créditos de PIS e COFINS. Mesmo com a devolução excepcional já realizada, havia a necessidade do repasse do residual até o momento da aprovação da Lei. Assim, a ANEEL conduziu uma série de Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTEs), promovendo a atenuação dos índices anteriormente homologados, para considerar a devolução de valores advindos de ações judiciais transitadas em julgado.

Também, a Lei Complementar nº 194/2022 trouxe mudanças no Código Tributário Nacional (CTN – Lei nº 5.172/1966) e na Lei Kandir (LC nº 87/1996), determinando a aplicação de alíquotas de ICMS pelo piso (17% ou 18%) de combustíveis, energia elétrica, comunicações e transporte coletivo. Com a Lei, houve o reconhecimento da essencialidade da energia elétrica, vedação da fixação de alíquotas do ICMS em patamar superior ao da alíquota interna geral do Estado e definição da não incidência de ICMS sobre os serviços de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) e encargos setoriais nas operações que envolvem energia elétrica.

Se as autoridades administrativas ou judiciais tiverem um entendimento diferente do nosso sobre o uso do crédito tributário, talvez tenhamos que devolver o valor total dos pagamentos excedentes aos consumidores, o que não dará origem aos benefícios que esperamos. Além disso, nossos resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados negativamente se determinados incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. Talvez não consigamos cobrar impostos e taxas aplicáveis ou cumprir com as leis tributárias, o que poderá resultar em mais multas e apuração de tributos.

Vale destacar que recentemente tivemos a promulgação do Projeto de Emenda Constitucional (PEC) nº 45/2019 (Reforma Tributária), a qual estabelece a substituição de 5 tributos hoje no Brasil em âmbito federal, estadual e municipal nos próximos anos, conforme destacado abaixo:

- Federal: PIS, COFINS e IPI;
- Estadual: ICMS; e
- Municipal: ISS.

Desse modo, os referidos tributos serão substituídos por 2 impostos sobre o valor adicionado, de forma que (i) o ICMS e o ISS serão incorporados no Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e (ii) o IPI, PIS e a COFINS serão incorporados na Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS). Ressaltamos que reformas tributárias ou qualquer mudança nas leis e regulamentos que afetem os impostos ou benefícios fiscais podem direta ou indiretamente afetar adversamente os negócios e resultados operacionais de nossa Companhia.

i. países estrangeiros onde o emissor atue

Não aplicável, tendo em vista que nós e nossas controladas somente atuamos em território brasileiro.

j. questões sociais

Podemos não ser capazes de satisfazer os requisitos de indicadores de diversidade, o que poderá impactar negativamente a nossa reputação.

Atualmente, a diversidade, equidade e inclusão de empregados(as) tornaram-se fatores críticos para as companhias. O mercado está exigindo a divulgação de indicadores de diversidade das companhias, sendo que a reputação da empresa, os relacionamentos com clientes e operações com outras empresas estão sendo impactados por tais fatores. Não podemos garantir que seremos capazes de corresponder às expectativas

4.1 Descrição dos fatores de risco

crecentes referentes aos indicadores de diversidade. Caso não consigamos satisfazer tais requisitos, a demanda pelos nossos serviços, a nossa reputação, atração e retenção de talentos podem ser impactados negativamente. Para mais informações sobre os nossos indicadores de diversidade, ver o item 10 deste Formulário de Referência.

Estamos sujeitos a regulamentação de saúde que poderá se tornar mais rigorosa no futuro, podendo acarretar aumentos de obrigações e de investimentos e, conseqüentemente, afetar nossas operações e resultados financeiros, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Nossas atividades estão sujeitas a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, obtenção e manutenção de licenças, bem como regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas de saúde. Essas agências podem tomar medidas contra nós caso não cumpramos a regulamentação aplicável e/ou deixemos de obter ou manter as nossas respectivas licenças. Essas medidas podem incluir, entre outras coisas, sanções nas esferas criminal e administrativa, tais como a imposição de multas e a revogação de licenças. As sanções dependem da intensidade da infração ou da extensão do dano causado, assim como de eventuais circunstâncias agravantes ou atenuantes aplicáveis ao agente violador. É possível que um aumento no rigor da regulamentação de saúde nos force a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumprir essa regulamentação e, conseqüentemente, desviar recursos de investimentos já planejados, o que pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

Caso a regulamentação de saúde se torne mais rigorosa no futuro, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro. Falhas em barragens sob nossa responsabilidade podem gerar graves impactos às comunidades afetadas, aos nossos resultados e à nossa reputação perante a sociedade.

As barragens são infraestruturas importantes para os nossos negócios, representando a maior parte da nossa capacidade de geração de energia. No entanto, em se tratando de barragens, existe um risco intrínseco de ruptura, sejam por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante). A gravidade e a natureza do risco não são inteiramente previsíveis. Assim, estamos sujeitos ao risco de uma falha em barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que a perda de capacidade de geração hidrelétrica. A falha de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios, ambientais e potencial perda de vidas humanas e condições de subsistência nas comunidades existentes a jusante de barragens, o que poderia resultar em um efeito adverso significativo em nossa imagem, negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Podemos não ser bem-sucedidos na aplicação e execução dos compromissos divulgados referentes a assuntos de ordem ambiental, social e de governança corporativa (ESG), o que pode ter efeito adverso em nossos negócios e resultados, bem como prejudicar nossa reputação perante a sociedade.

O mercado tem se mostrado cada vez mais preocupado com a forma como a empresa avalia e gerencia as questões ESG para antecipar e minimizar riscos e aproveitar oportunidades de geração de valor. Diante deste cenário, temas relacionados a descarbonização, energia inteligente, ecoeficiência, economia circular, biodiversidade, relacionamento com o cliente, comunidade, diversidade, compras sustentáveis, saúde e segurança, governança corporativa e integridade, segurança e proteção de dados se tornam cada vez mais relevantes.

Além disso, houve um aumento nas regras e regulamentos ESG aplicáveis ao nosso negócio e esperamos que essa tendência continue, para fortalecimento das melhores práticas. Dado o ritmo de evolução da legislação nesta área, podemos não ser capazes de cumprir os novos regulamentos em sua íntegra. Também estamos expostos ao risco de que futuras regras e regulamentações ESG possam afetar adversamente nossa capacidade de conduzir nossos negócios, exigindo que reduzamos o valor de nossos ativos ou reduzamos sua vida útil, enfrentando um aumento nos custos de *compliance* ou tomando outras medidas que podem ser prejudiciais

4.1 Descrição dos fatores de risco

para a Companhia. Qualquer um desses desenvolvimentos pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

k. questões ambientais

A não observância das leis e regulamentos ambientais pode resultar na obrigação de reparação de danos ambientais, na imposição de sanções administrativas e penais e/ou em danos reputacionais, o que poderia resultar em efeitos adversos relevantes sobre nosso fluxo de caixa, imagem e investimentos.

A não observância das leis e regulamentos ambientais pode resultar na obrigação de reparar danos ambientais, na imposição de sanções de natureza penal e administrativa, bem como na obrigação de responder por prejuízos causados a terceiros, incluindo eventuais comunidades localizadas no entorno dessas áreas, o que resultará em aumento de despesas, investimentos inesperados e risco à reputação da Companhia. Considerando que a legislação ambiental e sua aplicação pelas autoridades brasileiras podem vir a se tornar mais severas, podemos incorrer em despesas adicionais relevantes relacionadas ao *compliance* ambiental. Ademais, as demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação de licenças, poderão afetar os nossos resultados operacionais de forma negativa.

Ainda, nossas atividades são consideradas potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais. Nesse sentido, a legislação federal impõe responsabilidade civil objetiva àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados independe de dolo ou culpa; podendo haver, ainda, responsabilização na esfera criminal, envolvendo penas pecuniárias e restritivas de direitos, e na esfera administrativa, envolvendo a imposição de multas e suspensão de atividades. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá nos impedir ou nos levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá ter um efeito adverso relevante sobre nosso fluxo de caixa, imagem e nossos investimentos.

Adicionalmente, o Ministério Público e órgãos ambientais poderão instaurar procedimentos administrativos para apuração de eventuais danos ambientais que possam ser atribuídos às nossas atividades. Nesses casos, poderão ser celebrados Termos de Ajustamento de Condutas (TAC) e/ou Termos de Compromissos (TC) genéricos perante respectivas autoridades, com assunção de obrigações específicas. Por possuir natureza de título executivo extrajudicial, se verificado o descumprimento – total ou parcial – dos termos convencionados em TAC e/ou TC, poderemos ficar sujeitos a riscos e penalidades, tais como o pagamento de multas, execução do título e, ainda, judicialização de desacordos perante o Poder Judiciário.

Podemos vir a ser responsabilizados solidariamente pelos danos ambientais causados por nossos fornecedores e parceiros, o que poderá nos afetar adversamente.

A obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente é tratada, especialmente, pela Política Nacional do Meio Ambiente. A responsabilidade civil impõe ao poluidor a obrigação de recomposição do meio ambiente ou, na sua impossibilidade, de ressarcimento dos prejuízos causados por sua ação ou omissão.

A responsabilidade civil ambiental é objetiva e solidária, o que significa dizer que a obrigação de reparar a degradação causada não depende da demonstração de culpa, mas apenas da relação entre a atividade exercida e os danos verificados (nexo de causalidade) e poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, incluindo os nossos fornecedores e parceiros, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente os nossos resultados e atividades. Portanto, a contratação de terceiros para prestação de quaisquer serviços relacionados aos nossos empreendimentos e atividades não nos exime da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pelos terceiros contratados. Caso sejamos responsabilizados por eventuais danos ambientais causados pelos terceiros contratados ou fornecedores, podemos ser adversamente afetados. Adicionalmente, a Lei de Crimes Ambientais prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação de danos causados ao meio ambiente. Nesse sentido, diretores,

4.1 Descrição dos fatores de risco

acionistas e/ou parceiros podem, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

Estamos sujeitos a regulamentação ambiental que poderá se tornar mais rigorosa no futuro, podendo acarretar aumentos de obrigações e de investimentos.

Nossas atividades estão sujeitas a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, obtenção e manutenção de licenças, bem como regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais. Essas agências podem tomar medidas contra nós caso não cumpramos a regulamentação aplicável e/ou deixemos de obter ou manter as nossas respectivas licenças. Essas medidas podem incluir, entre outras coisas, sanções nas esferas criminal e administrativa, tais como a imposição de multas e a revogação de licenças. As sanções dependem da intensidade da infração ou da extensão do dano causado, assim como de eventuais circunstâncias agravantes ou atenuantes aplicáveis ao agente violador. É possível que um aumento no rigor da regulamentação ambiental nos force a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumprir essa regulamentação e, conseqüentemente, desviar recursos de investimentos já planejados, o que pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

As empresas do setor elétrico estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante à supressão de vegetação, gerenciamento de resíduos sólidos, intervenções em áreas especialmente protegidas, funcionamento de atividades potencialmente poluidoras, entre outros aspectos. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a instalação de seus empreendimentos e funcionamento de suas atividades.

Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores), sem prejuízo do dever de reparar o dano ambiental causado na esfera civil. O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo ajuizar ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros afetados.

A legislação federal impõe responsabilidade objetiva a todos aqueles que direta ou indiretamente causarem degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente de dolo ou culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, atribuindo responsabilidade pessoal aos administradores e aos acionistas, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência poderemos ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir ou nos levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá afetar adversamente os negócios, a reputação, as operações, e a imagem da empresa.

As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo nossa Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais. Caso a regulamentação ambiental se torne mais rigorosa no futuro, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

I. questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

Nossos resultados operacionais dependem das condições climáticas existentes que afetam diretamente a geração de energia no país (chuva, vento, sol e temperatura). As condições climáticas e eventos naturais desfavoráveis podem afetar os nossos resultados operacionais em todos os nossos segmentos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Dependemos das condições climáticas (chuva, vento, sol e temperatura) prevalentes no Brasil. Em 2023, de acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema (“ONS”), 88,7% da energia elétrica no Brasil foi fornecida por usinas dependentes de recursos naturais, sendo 66,4% por hidrelétricas, 14,2% por eólicas e 8,1% por solares.

O Brasil está sujeito a condições climáticas de grande variabilidade, em geral decorrentes de desvios em média do índice de cada variável climática. Quando as condições hidrológicas estão em situação crítica, espera-se um maior volume de despacho de usinas termoeletricas, incluindo aquelas operadas por nós, para cobrir a geração de energia de fontes renováveis e manter os níveis de segurança dos reservatórios, assim como os níveis de fornecimento de energia elétrica. Nos casos em que as usinas hidrelétricas, inclusive aquelas operadas por nós, geram um volume de energia inferior ao volume de energia assegurada no âmbito do MRE, estas usinas podem ficar expostas ao PLD. No âmbito do MRE, quando o montante de energia gerada é inferior à garantia física, tem-se o chamado GSF (*Generation Scaling Factor*), que resulta na exposição do gerador hidrelétrico ao PLD no Mercado de Curto Prazo. Cabe ressaltar que, do ponto de vista tarifário, o segmento de distribuição também é afetado nessas circunstâncias devido a seus contratos com usinas cotistas. Nos anos de 2015 a 2018, houve escassez de energia no âmbito do MRE, o que resultou em maiores desembolsos decorrentes da geração hidrelétrica. Permanecemos expostos ao risco GSF e desembolsamos valores com base no PLD para fornecer energia aos nossos consumidores no Mercado Livre.

No segmento de distribuição, poderá haver custos extraordinários na aquisição de energia quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) determina ao ONS o despacho de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito, como, por exemplo, Encargo de Serviço do Sistema (“ESS”), relacionados à segurança energética. Esses custos adicionais poderão ser repassados pelas distribuidoras aos consumidores por meio de reajuste ou revisão tarifária periódicas, nos termos da legislação aplicável. Contudo, haverá uma incompatibilidade de fluxo de caixa no período intermediário, uma vez que as distribuidoras terão que arcar com estes custos imediatamente, enquanto as tarifas somente serão reajustadas anualmente.

No segmento de geração, vale ressaltar que a oscilação no PLD ocasionada pelas condições hidrológicas não afeta apenas as usinas hidrelétricas, mas todas as usinas que estejam expostas no mercado de curto prazo (MCP) e, conseqüentemente, expostas ao risco do PLD.

Enquanto períodos de escassez hídrica acarretam preços altos devido ao acionamento das usinas térmicas que são mais caras, por outro lado, períodos de abundância de recursos hídricos ocasionam a queda dos preços. Há considerável amplitude entre os preços teto e piso do PLD, sendo que em 2024, o preço teto do PLD estrutural definido pela ANEEL é de R\$ 716,80/MWh (R\$ 678,29/MWh em 2023) e o piso é de R\$ 61,07/MWh (R\$ 69,04/MWh em 2023). O PLD influencia também os preços no mercado livre para além do âmbito do mercado de curto prazo, em que se observa correlações entre PLD e curva *forward*.

Por fim, considerando-se a dimensão física dos ativos, as condições climáticas influenciam na segurança operativa das usinas hidrelétricas, à medida em que períodos de eventos climáticos extremos podem ocasionar em volumes de água que tragam maiores riscos para a segurança das estruturas e das barragens.

Se o sistema de bandeiras tarifárias for alterado, nossas operações e resultados financeiros poderão ser afetados de maneira adversa, bem como nossa capacidade de cumprir com as obrigações contratuais.

Em junho de 2021, foram revisados os valores de adicionais das bandeiras tarifárias. Os valores aprovados para aplicação a partir de julho de 2021 foram de R\$ 18,74 por MWh nas bandeiras tarifárias amarelas, R\$ 39,71 por MWh nas bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 1 e R\$ 94,92 por MWh nas bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 2.

No final de agosto de 2021, foi criado um patamar extraordinário de bandeira tarifária, chamada Escassez Hídrica, por determinação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (“CREG”) para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia. O valor de adicional da bandeira Escassez Hídrica definido foi de R\$ 14,20 a cada 100 quilowatt-hora consumidos. Essa cobrança valerá para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional de setembro de 2021 a abril de 2022, com exceção dos beneficiários da tarifa social.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Ao longo do ano de 2021, as bandeiras tarifárias amarelas foram aplicadas de janeiro a abril, as bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 1 foram aplicadas no mês de maio, as bandeiras tarifárias vermelhas de estágio 2 foram aplicadas de junho a agosto, e a bandeira Escassez Hídrica foi aplicada de setembro a dezembro. A bandeira Escassez Hídrica perdurou até 15 de abril de 2022. A partir de 16 de maio de 2022, foi acionada a bandeira verde, que seguiu vigente até o final do ano de 2023, em razão da melhora do cenário hidrológico. Este mecanismo pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termoelétrica e a exposição no mercado spot devido às condições hidrológicas desfavoráveis (fator GSF), e as distribuidoras ainda enfrentem o risco de descasamentos no fluxo de caixa no curto prazo.

Se o sistema de bandeiras tarifárias for alterado, nossas operações e resultados financeiros poderão ser afetados de maneira adversa, bem como nossa capacidade de cumprir com as obrigações contratuais.

O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre os nossos negócios e resultados operacionais.

A capacidade operacional das usinas hidrelétricas no Brasil depende fortemente dos níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, das chuvas. Períodos de precipitação pluviométrica severa ou constantemente abaixo da média que resultem em escassez de energia elétrica podem afetar adversamente a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais. As condições hidrológicas podem ser desafiadoras tanto durante o período úmido, quanto durante o período seco no Brasil. Por exemplo, durante o período de baixa precipitação pluviométrica nos anos de 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento, um programa de redução do consumo de energia elétrica que esteve em vigor de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento estabeleceu limites para o consumo de energia elétrica para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 15% a 25% de redução no consumo de energia. Esses programas de racionamento podem resultar na redução da demanda de energia elétrica em todo o Brasil, reduzindo assim a nossa receita operacional bruta. Caso o Brasil experimente outra escassez de energia elétrica (situação que pode ocorrer e sob a qual não temos possibilidade de controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas similares ou outras no futuro para fazer frente à escassez. Por exemplo, programas abrangentes de conservação de energia elétrica, incluindo reduções compulsórias no consumo, poderão ser implementados caso as condições hidrológicas desfavoráveis não possam ser compensadas, na prática, por outras fontes de energias, como usinas termoelétricas, resultando, assim, em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro.

Caso ocorra a escassez de energia elétrica, com um menor suprimento de energia elétrica no mercado brasileiro, as nossas operações, os nossos resultados financeiros e nossa capacidade de adimplir com nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

As mudanças climáticas podem criar riscos de transição, riscos físicos e outros riscos que podem nos afetar adversamente.

O risco climático é um risco transversal que pode ser um agravante para os tipos de riscos tradicionais que gerenciamos no curso normal dos negócios, incluindo, sem limitação, os riscos descritos neste item. Com base nas classificações utilizadas pela Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (*Task-Force on Climate-Related Financial Disclosures* ou simplesmente TCFD), consideramos que existem duas fontes primárias de riscos financeiros relacionados às mudanças climáticas: físicos e de transição. Os riscos de transição e/ou físicos decorrentes das mudanças climáticas podem afetar adversamente nossos negócios, condição e resultados das operações.

Os riscos físicos resultantes das mudanças climáticas podem ser causados por eventos (agudos) ou mudanças de longo prazo (crônicas) no clima:

- (i) Os riscos físicos agudos incluem o aumento da gravidade de eventos climáticos extremos, como secas, furacões ou inundações; e

4.1 Descrição dos fatores de risco

- (ii) Os riscos físicos crônicos incluem mudanças nos padrões de precipitação e extrema variabilidade nos padrões climáticos, aumento das temperaturas médias, ondas de calor crônicas ou aumento do nível do mar.

Especialmente no Brasil, os padrões pluviométricos vêm mudando constantemente, fazendo com que certas regiões experimentem volumes pluviométricos muito acima das médias históricas, resultando em enchentes e inundações, deslizamentos de encostas e regiões montanhosas. Tais mudanças nos padrões de chuva podem ter um efeito adverso em nossa capacidade de produção. A ocorrência de tempestades e inundações também pode influenciar os valores para segurar nossos ativos e causar danos a eles, principalmente aqueles em regiões de alto risco, onde tempestades, tornados e outros eventos extremos são mais pronunciados. Em períodos de escassez de chuva, a deficiência hídrica ocorre pela diminuição dos níveis dos reservatórios de água, com influência na disponibilidade e custos da energia elétrica. A escassez de chuvas, aliada aos baixos níveis dos reservatórios podem levar governos e autoridades a restringirem atividades industriais, dado que, segundo a Política Nacional de Recursos Hídricos, a prioridade deve ser dada ao consumo humano e dessedentação de animais. Historicamente, em períodos de escassez de água, o governo brasileiro autoriza um aumento dos preços da energia como medida para estimular a redução do consumo, o que pode gerar pressão, com reflexos nos níveis de renda da população em geral, nos custos de produção, no preço final dos nossos serviços, e consequentemente em nossas receitas e resultados.

Os riscos de transição referem-se a ações realizadas para atender aos requisitos de mitigação e adaptação relacionados a mudanças climáticas, e podem se enquadrar em várias categorias, como mercado, tecnologia e mudanças de mercado:

- (i) O risco de mercado pode se manifestar por meio de mudanças na oferta e demanda de certas *commodities*, produtos e serviços, uma vez que os riscos e oportunidades relacionados ao clima são cada vez mais levados em consideração;
- (ii) O risco tecnológico surge de melhorias ou inovações para apoiar a transição para um ambiente de baixo carbono, sistema econômico energeticamente eficiente que pode ter um impacto significativo nas empresas na medida em que novos acessos a tecnologia deslocam sistemas antigos e perturbam algumas partes do sistema econômico existente; e
- (iii) Em geral, as ações políticas relacionadas às mudanças climáticas se dividem em 2 categorias principais: aquelas que visam limitar as atividades que contribuem para os efeitos adversos das mudanças climáticas e aquelas que buscam promover a adaptação a essas mudanças. O risco e o impacto financeiro associados às mudanças na política dependem da natureza e do momento dessas mudanças.

Nossos negócios, operações e resultados podem ser afetados por riscos de transição, tais como, mas não limitados a:

- (i) A escassez de insumos e matérias-primas pode causar aumento de custos, aumento dos gastos com pesquisa e desenvolvimento e restrições ou mudanças nas atividades de produção;
- (ii) Gastos com a transição para tecnologias mais sustentáveis para novos desenvolvimentos de serviços ou adaptação de serviços existentes;
- (iii) Regulamentos associados à precificação de carbono e padrões de emissão de gases de efeito estufa;
- (iv) Aumento do preço dos serviços e/ou redução da margem de lucro;
- (v) Aumento dos custos associados às adequações na produção em decorrência de restrições na legislação sobre o uso dos recursos hídricos;
- (vi) Dificuldades de acesso aos ativos ou escassez de matérias-primas;
- (vii) Perda de receita em função da retirada de produtos menos sustentáveis do portfólio; e
- (viii) Redução da demanda por bens e serviços devido a mudanças nas preferências dos consumidores.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Já estamos sujeitos a certos requisitos ambientais regulatórios. Esses requisitos podem aumentar no futuro como resultado da crescente importância de assuntos ambientais. Esta e outras mudanças nos regulamentos no Brasil e nos mercados internacionais podem nos expor a aumento dos custos de conformidade, limitar nossa capacidade de buscar certas oportunidades de negócios e fornecer certos produtos e serviços, cada um dos quais poderia afetar adversamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais.

Desequilíbrio entre oferta e demanda no mercado de energia provocado por concessão de subsídios prejudica a competitividade e eficiência econômica e afeta diretamente os resultados das empresas de geração

Tradicionalmente o processo de expansão do parque gerador brasileiro era baseado no conceito econômico de equilíbrio entre os custos de operação e de investimento em novas usinas, ou seja, observava-se uma necessidade de agregar uma fonte de geração a partir do momento que o custo de operação superasse o custo de implantação de uma nova usina.

Este critério garantia a um empreendedor a remuneração de seu investimento a longo prazo. Ademais, a decisão de expansão do parque gerador era determinativa e centralizada, efetivada por leilões de energia para atendimento do crescimento do mercado regulado.

Entretanto, a política pública aplicada nos últimos anos, concedendo subsídios para incentivo a fontes renováveis, e a recente movimentação dos empreendedores em solicitar outorgas para novas usinas a fim de garantir subsídios que deixarão de existir, contribui fortemente para o desequilíbrio entre oferta e demanda.

Além disso, obrigações definidas pelo Congresso e não contempladas no planejamento da expansão, atreladas ao contínuo crescimento da geração distribuída, acabam contribuindo ainda mais para o desequilíbrio no mercado.

Essa conjuntura, aliada a forte tendência de redução de custos de novas fontes, a abertura do mercado e a progressiva substituição de leilões regulados por livre negociação entre os agentes faz com que a migração ao Mercado Livre seja cada vez mais atrativa.

Por fim, o baixo crescimento da economia do país reduz o consumo de energia e agrava o problema da sobre oferta de energia, distorcendo o equilíbrio de mercado e reduzindo os preços e por conseguinte a expectativa de receita das empresas, provocando a obsolescência econômica de ativos ainda não amortizados.

m. outras questões não compreendidas nos itens anteriores

Não existem outros fatores que não tenham sido compreendidos nos itens anteriores.

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

4.2. Indicar os 5 (cinco) principais fatores de risco, dentre aqueles enumerados no campo 4.1, independentemente da categoria em que estejam inseridos

Os principais fatores de risco aos quais a Companhia está sujeita são:

- As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de consumidores livres e especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional.
- Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações, bem como assegurar a renovação e/ou prorrogação das nossas concessões e autorizações e/ou de nossos contratos de fornecimento de energia. Caso isso ocorra, poderemos ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.
- Dependemos de terceiros para o fornecimento de equipamentos utilizados em nossas instalações, bem como para a realização de parte de nossas operações, e falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar as nossas atividades, condição financeira e/ou resultados operacionais.
- Nosso negócio está sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade, sendo que qualquer ataque poderá afetar o nosso negócio de maneira substancial e prejudicial.
- Nossos resultados operacionais dependem das condições climáticas existentes que afetam diretamente a geração de energia no país (chuva, vento, sol e temperatura). As condições climáticas e eventos naturais desfavoráveis podem afetar os nossos resultados operacionais em todos os nossos segmentos.

Para mais informações sobre os fatores de risco descritos acima, ver o item 4.1. deste Formulário de Referência.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

4.3. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

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

Risco de Taxa de Câmbio

Esse risco decorre de a possibilidade do Grupo vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio.

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.

Análise de sensibilidade

Variação cambial

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

(Valores expressos em R\$ / mil)

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

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

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

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

Em função da exposição cambial líquida do dólar e euro 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.

Risco de Taxa de Juros e de Indexadores de Inflação

Esse risco é oriundo da possibilidade de o Grupo vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures.

Análise de sensibilidade

Variação da taxa de juros

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2023 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

(Valores expressos em R\$ / mil)

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Consolidado		
					Cenário provável	Receita (despesa) Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	5.319.671				537.819	403.364	268.909
Instrumentos financeiros passivos	(12.347.599)				(1.248.342)	(936.257)	(624.171)
Derivativos - swap plain vanilla	(11.429.795)				(1.155.552)	(866.664)	(577.776)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(1.128.546)				(114.096)	(85.572)	(67.048)
	(19.586.269)	alta CDI/SELIC	11,65%	10,11%	(1.980.171)	(1.485.129)	(990.086)
Instrumentos financeiros passivos	(195.475)				(10.595)	(13.243)	(15.892)
	(195.475)	alta IGP-M	-3,18%	5,42%	(10.595)	(13.243)	(15.892)
Instrumentos financeiros passivos	(334.632)				(21.851)	(27.314)	(32.777)
	(334.632)	alta TJLP	6,84%	6,53%	(21.851)	(27.314)	(32.777)
Instrumentos financeiros passivos	(10.375.397)				(362.101)	(271.576)	(181.051)
Derivativos - swap plain vanilla	4.870.753				169.989	127.492	84.995
Instrumentos financeiros ativos	21.705.873				757.535	568.151	378.767
	16.201.229	baixa IPCA	4,62%	3,49%	565.423	424.067	282.711
Total	(3.915.146)				(1.447.194)	(1.101.619)	(756.044)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					48	35	24
Efeitos no resultado do período					(1.447.242)	(1.101.654)	(756.068)

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

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

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. 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 ao qual as distribuidoras do Grupo CPFL 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. Os limites regulatórios podem ser alterados em função de sobras ou exposições involuntárias homologadas pela ANEEL.

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

Risco quanto à Escassez de Energia Hídrica: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar 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.

Risco de Aceleração de Dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação.

Risco Regulatório:

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Distribuidoras: 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 podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição.

Transmissoras: A Transmissora recebe pela prestação de serviço público de transmissão o pagamento da receita anual permitida (RAP), de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia descrita nas cláusulas do contrato. Uma vez a Aneel revisando e homologando a Receita Anual Permitida, a transmissora aplica as condições de cobrança para as concessionárias e permissionárias. A receita assim fixada, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão da RAP, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

4.4. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis, ambientais e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

Encontram-se identificados neste Formulário de Referência todos os processos em andamento nos quais a Companhia e/ou suas controladas figuram como parte, classificados como não sigilosos e que são relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2023. No processo de análise de relevância, a Companhia e suas controladas não se detiveram somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos que podem afetar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou dos seus negócios, bem como que possam gerar riscos de imagem inerentes a certas práticas da Companhia ou de suas controladas, ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

Processos Fiscais

- **Plano de pensão – 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 6.757, de 29 de julho de 2022 e pela Portaria PGFN 10.826, de 22 de dezembro de 2022, referente às discussões acerca da dedutibilidade, para fins de imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL), das despesas reconhecidas no ano de 1997, referente à novação de dívida relativa ao plano de pensão dos funcionários da CPFL Paulista perante a Fundação CESP (“Vivest”). Nos termos do referido acordo e, em contrapartida à extinção dos processos judiciais objeto do mesmo, o valor da dívida tributária determinado na Transação, na data base de 1 de novembro de 2022, foi de R\$ 1.288.174 mil. Os valores depositados judicialmente pela CPFL Paulista nos autos das Execuções Fiscais foram considerados para amortização dos saldos dos débitos tributários, resultando em uma dívida líquida total de R\$ 1.022.048 mil (data base 1 de novembro, 2022), que atualizado para 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 1.048.967 mil. Como parte do acordo, referido saldo deverá ser pago em 60 (sessenta) parcelas mensais, com a possibilidade de utilização de títulos precatórios federais próprios ou de terceiros para tal liquidação. Com relação às garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), cujo montante em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 1.716.085 mil, 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. Em janeiro de 2023 foram protocolados os pedidos de desistência de todas as defesas e recursos, requerendo, para tanto, a extinção dos embargos à execução fiscal, mandados de segurança e recursos e a suspensão dos embargos à execução fiscal. Em maio de 2023 foram iniciados os pagamentos da transação, de modo que os processos foram encerrados no mês de julho do mesmo ano.

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	Não aplicável
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 347.412

4.4 Processos não sigilosos relevantes

f) Principais fatos

Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest, logo após o ajuizamento de Mandado de Segurança pela CPFL Paulista para discussão do tema (0005656-29.2003.4.03.6105). Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, conseqüentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. No processo de execução em questão, realizamos depósito judicial no valor de R\$ 360 milhões em 2007 para garantia do débito, o qual permitiu à CPFL Paulista prosseguir com os embargos à execução. Em janeiro de 2016, a CPFL Paulista obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (seguro garantia), permitindo a realização do levantamento (saque) do valor integralmente depositado. Posteriormente, a CPFL Paulista veio a depositar em dinheiro os juros relacionados ao depósito inicial (R\$ 248,7 milhões em 31/12/2019). Durante o trâmite do processo foi proferida sentença determinando a manutenção do débito, contra a qual a CPFL Paulista interpôs apelação. O referido recurso teve seu provimento negado, em 12/01/2015. A CPFL Paulista ingressou com os recursos especial e extraordinário, sendo o primeiro admitido e encaminhado ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), para julgamento e o segundo inadmitido, no qual houve interposição de agravo, ainda sem julgamento perante o Supremo Tribunal Federal (STF). No dia 17/09/2019, o recurso especial dos Embargos à Execução da referida Execução Fiscal, em conjunto com o Recurso Especial do Mandado de Segurança nº 0005656-29.2003.4.03.6105, foram julgados perante a Segunda Turma de Direito Público do STJ de maneira desfavorável para a CPFL Paulista, mantendo-se a exigibilidade da autuação fiscal. Após publicação do acórdão foram opostos embargos de declaração em 04/08/2020, os quais aguardam julgamento. A União requereu a execução antecipada da garantia para que a CPFL Paulista depositasse o valor discutido, o que foi deferido pelo TRF3, todavia em 06/08/2020 obtivemos suspensão dessa ordem diretamente no STJ. Não foi interposto recurso em face de tal decisão. Em 27/12/2022 assinamos uma transação com a Procuradoria a fim de encerrar a discussão judicial de tal objeto, nos comprometendo a peticionar nos autos requerendo a desistência da ação e recursos em curso. A redução do valor contingenciado se deu em razão do abatimento ocorrido com o depósito judicial dos juros, conforme definido nos termos da transação ocorrida entre a CPFL Paulista e a PGFN. Em 16/01/2023 foi protocolado pedido de desistência de todas as defesas e recursos atrelados à presente ação, bem como suspensão

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	da execução fiscal. Decisão suspendendo a Execução Fiscal em 10/04/2023.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL; acórdãos desfavoráveis à CPFL.
h) Estágio do processo	Em encerramento
i) Chance de perda	Em encerramento
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Paulista ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Paulista no valor de R\$ 347.412, que representa 0,87% da Receita Líquida do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 0014812-07.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014812-1) – CSLL	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	Não aplicável
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: Companhia Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 229.532
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a CPFL Paulista apresentou seguro garantia. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a CPFL Paulista recorreu, interpondo Apelação. O Recurso foi parcialmente provido, apenas para determinar o sobrestamento dos presentes embargos até o julgamento definitivo do mandado de segurança nº 0005656-29.2003.4.03.6105. A Fazenda apresentou embargos infringentes, o qual foi julgado prejudicado para determinar o retorno dos autos à 6 Turma do TRF, a fim de que seja colhido o voto do terceiro Desembargador, referente à suspensão dos embargos à execução. Em 06/02/2020 foi expedida certidão de digitalização dos autos e remessa para processamento na subsecretaria dos feitos da vice-presidência. Em 07/06/2021, houve redistribuição dos autos, os quais foram certificados como “petição cível”. Em 05/11/2021 houve expedição de certidão com alteração da classe processual como “apelação cível” e redistribuição por dependência ao Des. Paulo Domingues. Os autos foram conclusos para julgamento. Em 27/12/2022 assinamos uma transação com a Procuradoria a fim de encerrar a discussão judicial de tal objeto, nos comprometendo a peticionar nos autos requerendo a desistência

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	da ação e recursos em curso. Em 16/01/2023 foi protocolado pedido de desistência de todas as defesas e recursos atrelados à presente ação, bem como suspensão da execução fiscal. Decisão de suspensão da execução em 08/02/2023.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL; acórdãos desfavoráveis à CPFL.
h) Estágio do processo	Em encerramento
i) Chance de perda	Em encerramento
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Paulista ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Paulista no valor de R\$ 229.532, que representa 0,58% da Receita Líquida Consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 0005997-98.2016.4.03.6105 – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS.	
a) Juízo	3ª Vara federal de Campinas/SP
b) Instância	Não aplicável
c) Data de instauração	28/03/2016
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 171.083
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Vivest. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, conseqüentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. Após discussão administrativa infrutífera, os autos de infração foram inscritos em dívida ativa e ajuizados. A execução fiscal em tela tem por objeto a cobrança de diversos supostos débitos. A CPFL Paulista apresentou embargos à execução. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a CPFL Paulista recorreu, interpondo apelação, a qual foi julgada de forma desfavorável à CPFL Paulista. Interposto agravo interno, ao qual foi negado provimento. Opusemos Embargos de declaração que foram rejeitados com imposição de multa. Em 03/11/2020 interpusemos Recurso Especial. Em 24/09/2021 o Recurso Especial foi inadmitido e a CPFL interpôs, em 18/10/2021, agravo em recurso especial. A União apresentou

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	contraminuta e os autos foram remetidos ao STJ para julgamento. Em 27/12/2022 assinamos uma transação com a Procuradoria a fim de encerrar a discussão judicial de tal objeto, nos comprometendo a peticionar nos autos requerendo a desistência da ação e recursos em curso. Em 16/01/2023 foi protocolado pedido de desistência de todas as defesas e recursos atrelados à presente ação, bem como suspensão da execução fiscal. Decisão de suspensão da execução em 13/02/2023.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL; acórdãos desfavoráveis à CPFL
h) Estágio do processo	Em encerramento
i) Chance de perda	Em encerramento
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Paulista ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 171.083, que representa 0,43% da Receita Líquida Consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Plano de Pensão: CPFL Piratininga**

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 0014567-73.2016.4.03.6105 (10830.001019/2007-39) – IRPJ/CSLL (Ação Ordinária vinculada nº 0013251-25.2016.4.03.6105).	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas/SP
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	12/08/2016
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Piratininga
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 260.143
f) Principais fatos	A controlada CPFL Piratininga recebeu uma autuação fiscal relacionada à dedutibilidade de despesas provenientes dos pagamentos previstos no acordo financeiro firmado para o equacionamento do déficit com o fundo de pensão da Vivest. Foi indeferida a Impugnação apresentada pela empresa. Assim, a CPFL Piratininga ingressou com recurso voluntário, o qual foi indeferido. A CPFL Piratininga ingressou com recurso especial, o qual foi indeferido. Finalizada a discussão da esfera administrativa, a CPFL Piratininga ingressou com Ação Ordinária, objetivando o cancelamento do julgamento ocorrido na instância administrativa. Foi proferida sentença de 1ª instância parcialmente procedente para determinar o retorno dos autos à instância administrativa. A União e CPFL Piratininga ingressaram com recurso de apelação, os quais aguardam julgamento. Paralelamente, a Fazenda ajuizou

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	<p>execução fiscal. Foi determinada a suspensão da execução fiscal, até que a Ação Ordinária apresentada pela CPFL Piratininga seja julgada. Nesta ação anulatória, a CPFL Piratininga obteve sentença favorável, porém sem a concessão do pedido de suspensão da exigibilidade do débito nesta execução e sem condenação de custas, portanto a CPFL Piratininga apresentou recurso de Apelação, assim como a Fazenda, mas esta busca a reforma integral da sentença. Atualmente, a CPFL Piratininga aguarda o julgamento das Apelações e do pedido de tutela reativação da suspensão.</p> <p>Apresentamos petição para requerer o sobrestamento dos autos até o final da ação ordinária nº 0013251-25.2016.403.6105, pedido que foi acolhido pelo juízo. Em 2023, os autos permanecem sobrestados. Como houve deferimento de pedido de antecipação dos efeitos da tutela com fins de suspender a exigibilidade do débito e liberar o seguro garantia, desta forma, a União agravou de tal decisão e estamos aguardando intimação para interpor contraminuta.</p>
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença parcialmente favorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Recursal.
i) Chance de perda	Possível.
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Piratininga ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$ 260.143, que representa 0,6% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – RGE**

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal n.º 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	2ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 667.899
f) Principais fatos	A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da controlada RGE referente a supostos débitos fiscais, relativos a fatos geradores ocorridos no período de 1999 a 2003, decorrentes de: (1) excesso de amortização de ágio; (2) excesso de depreciação de bens submetidos a reavaliação; e (3) valores relacionados a atualização monetária da Conta de Compensação de Variação de itens da Parcela A (“CVA”), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, anteriormente discutidos no processo administrativo nº 11080.009008/2004-47. A controlada RGE ofereceu seguro garantia, interpondo embargos à execução, tendo sido deferida a realização de perícia contábil, cujo resultado foi favorável à RGE. Foi proferida

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	<p>sentença que julgou parcialmente procedente o feito, exonerando o crédito apenas com relação a temática da depreciação de bens do ativo, sendo mantida as questões referentes a amortização do ágio e a conta CVA. Apresentamos Recurso de Apelação ao TRF4. A União Federal também apresentou Recurso de Apelação, contra o qual apresentamos Contrarrazões. Aguardamos julgamento dos recursos de Apelação. Em 2022, os autos da execução fiscal permaneceram sobrestados até o julgamento dos embargos à execução fiscal, os quais aguardam julgamento da apelação. Em dezembro de 2023 houve o julgamento da Apelação, que manteve a sentença desfavorável à RGE, em relação ao ágio, por entender que prevalece a regra contábil do prazo de 30 anos para amortização. Também, foi mantida parcialmente favorável à RGE, em relação à conta CVA, por entender que a Selic sobre ela deve ser tributada antes do reajuste tarifário.</p> <p>Houve a reforma da sentença, para julgar de forma desfavorável à RGE, em relação à nova taxa de depreciação do ativo.</p> <p>Como houve verbalização de concordância com a Sentença sobre a depreciação, embora não tenha elaborado voto divergente, o Desembargador Presidente da seção entendeu que houve divergência de entendimento sobre esse ponto determinando o sobrestamento do julgamento.</p> <p>Assim, haverá continuidade do julgamento em outra sessão – possivelmente em 2024.</p>
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença parcialmente favorável à RGE.
h) Estágio do processo	Fase Recursal.
i) Chance de perda	Possível.
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda na esfera judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 667.899, que representa 1,7% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

Processos Judiciais

(Valores em R\$ mil)

Processo Judicial nº5005918-76.2023.4.04.7102 (Execução Fiscal) e nº 5008415-63.2023.4.04.7102(Embargos à Execução Fiscal) – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Receita Federal do Brasil
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	13/06/2023
d) Partes no processo	Autor: Procuradoria da Fazenda Nacional Réu: RGE SUL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 251.397
f) Principais fatos	A Delegacia da Receita Federal autuou a RGE pela exclusão supostamente indevida de valores da base de cálculo ajustada do IR e CSLL decorrente das aquisições da RGE pelas Empresas do Grupo

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	<p>CPFL, relativos aos anos-base 2007 a 2011, acumulados com juros de mora e multa agravada, pelo suposto aproveitamento indevido do ágio pago na aquisição de 67% da RGE pela CPFL Paulista, em razão de ausência de razões econômicas ou negociais que acarretaram a transferência de ágio à CPFL Serra, antiga Ipê Energia. Apresentada impugnação ao débito, que restou parcialmente acolhida. O recurso voluntário da CPFL foi integralmente procedente, para anular a autuação. A Fazenda apresentou recurso especial relativo apenas à parte da autuação, o qual foi parcialmente admitido. Em decorrência desta decisão, a Fazenda interpôs Agravo, que foi rejeitado. Após a análise do Recurso Especial interposto pela Fazenda, bem como das Contrarrazões apresentadas pela RGE, foi dado provimento ao Recurso Especial, de modo que os autos retornaram ao colegiado de origem. Em face desta decisão, a RGE apresentou Embargos de Declaração, os quais aguardam julgamento. A parcela da autuação que não foi objeto de recurso da Fazenda já se considera definitivamente anulada. Em 2022 houve decisão final administrativa parcialmente favorável à RGE. Foram mantidas as reduções em razão da decadência para o ano de 2007 e da respectiva multa agravada (150%), sendo que para os anos de 2008 a 2011, houve a redução da multa isolada (150%), mantendo-se apenas a multa de ofício (75%) para este período. O Tribunal administrativo manteve a cobrança do IR e da CSLL para os anos de 2008 a 2011. Com isso, a empresa continuará a discussão na esfera judicial, cuja chance de êxito permanece como possível e a alegação da RGE se manterá no sentido de que houve propósito negocial e que a operação que resultou na aquisição da RGE pela CPFL foi praticada de forma legal. Em junho de 2023 a empresa recebeu a Execução Fiscal nº 5005918-76.2023.4.04.7102, para cobrança do IR e da CSLL para os anos de 2008 a 2011. A RGE opôs embargos à execução fiscal que recebeu sob o nº 5008415-63.2023.4.04.7102 e aguarda julgamento.</p>
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão administrativa parcialmente favorável à RGE.
h) Estágio do processo	Fase Instrutória.
i) Chance de perda	Possível referente ao IR e CSLL para os anos de 2008 a 2011, no total de R\$ 251.397.
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 251.397 que representa 0,6% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

- ICMS Subvenção – RGE Sul

(Valores em R\$ mil)

Processos ns.º 5022100-71.2020.8.21.0010 (42238374) e 5000449-40.2022.8.21.0033 (42238382)	
a) Juízo	2ª Vara Cível e 5ª Vara Cível do Tribunal de Justiça do Estado do Rio Grande do Sul
b) Instância	2ª Instância Judicial e 1ª Instância Judicial
c) Data de instauração	24 e 26/12/2018
d) Partes no processo	Autor: Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul Réu: RGE Sul
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 456.153
f) Principais fatos	<p>A Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul autuou a RGE Sul (e antiga RGE) sob o argumento de que deveria integrar a base de cálculo do ICMS a parte subvencionada de algumas contas de energia elétrica de consumidores que possuem o benefício tarifário, de fevereiro/2013 a agosto/2018. Na autuação, a Fazenda do Estado desconsidera que as parcelas de subvenção recebidas pelas distribuidoras de energia elétrica do Governo Federal são realizadas à título de indenização do valor total cobrado, em razão do desequilíbrio contratual resultante da fixação de descontos para determinadas classes de consumidores, bem como de que o valor das contas não integra o valor subvencionado. Na esfera administrativa, os recursos foram julgados parcialmente procedentes, somente para excluir os valores decaídos (janeiro a novembro de 2013), mantendo-se a autuação quanto ao mérito. Em relação ao Processo nº 4.223.838-2, após o julgamento, ingressamos com a Ação Antecipatória de Garantia, oferecendo Apólice de Seguro, que foi aceita. A Fazenda do Estado do RS ajuizou a Execução Fiscal 5000449-40.2022.8.21.0033, em abril/2022, opusemos Embargos à Execução Fiscal. Aguarda-se julgamento. Em relação ao Processo n. 4.223.837-4, após recebimento do acórdão administrativo, ingressamos com ação Antecipatória de Garantia, oferecendo a Apólice de Seguro, que foi aceita. A Fazenda do Estado do RS ajuizou a Execução Fiscal 5022100-71.2020.8.21.0010, em janeiro/2021, opusemos Embargos à Execução Fiscal, os quais foram julgados improcedentes. Apresentamos Recurso de Apelação ao Tribunal de Justiça. Aguarda-se julgamento.</p>
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão administrativa parcialmente favorável à RGE. Na esfera judicial foram julgados improcedente os Embargos à Execução Fiscal, vinculado a Execução Fiscal 5022100-71.2020.8.21.0010.
h) Estágio do processo	Fase Recursal e Fase Instrutória
i) Chance de perda	Possível.
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Com parcial provimento na esfera administrativa, ainda há possibilidade de discussão judicial. Em caso de perda na esfera

4.4 Processos não sigilosos relevantes

judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 456.153, que representa 1,15% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Processo fiscal PIS e COFINS – CPFL Geração**

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal n.º 0019144-94.2016.4.03.6105 (10830.724951/2011-10)	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas/SP
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	26/10/2011 (Auto de Infração)
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 430.302
f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração recebeu auto de infração lavrado para cobrança da diferença dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS, do período de abril de 2007 a dezembro de 2010. A CPFL Geração recolheu o PIS e a COFINS nos termos instituídos pela Lei 9.718/98 (regime cumulativo) e no entender da fiscalização deveria ter recolhido as aludidas contribuições nos termos instituídos pelas Leis nº 10.833/03 e 10.637/02, havendo, portanto, divergência de interpretação quanto ao enquadramento dos contratos firmados anteriormente a outubro de 2003 a preço pré-determinado. Foi proferida decisão de 1ª Instância determinando a manutenção do débito. A CPFL ingressou com recurso voluntário, ao qual foi dado provimento. A Fazenda ingressou com recurso especial, o qual foi provido, mantendo-se a autuação. Finalizada a discussão na esfera administrativa (Receita Federal), a Fazenda ajuizou execução fiscal em face da CPFL Geração. Após a apresentação de garantia pela empresa, foi determinada a suspensão da exigibilidade e ingressamos com embargos à execução. Em 22/03/2018 houve publicação de sentença com decisão favorável à Companhia. Atualmente aguarda-se julgamento do recurso de Apelação interposto pela Fazenda. Em 2023, a EF permanece sobrestada e continuamos aguardando o julgamento da apelação nos autos dos embargos à execução fiscal.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	O impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$430.302, que representa 1,1% da Receita Líquida consolidada do Grupo no

4.4 Processos não sigilosos relevantes

exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL Geração**

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 5010652-86.2020.4.03.6105 (16643.720027/2012-39) – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	06/10/2020
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 548.940
f) Principais fatos	A CPFL Geração foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil que exige o crédito tributário decorrente das infrações que teriam sido supostamente cometidas pela empresa durante os exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010, sob o entendimento de que teria sido indevida a amortização do ágio, com base na afirmação de que a reestruturação societária realizada não apresentou motivação para a venda da empresa Semesa à CPFL Geração. A CPFL Geração apresentou impugnação administrativa, cuja decisão manteve a exigência fiscal. Em face desta decisão, ingressamos com recurso, o qual também foi julgado improcedente e o processo transitou em julgado na esfera administrativa. Em outubro de 2020 recebemos a Execução Fiscal atrelada ao respectivo, bem como apresentamos apólice de seguro garantia a qual foi aceita pela Fazenda Nacional. Houve a oposição dos Embargos à Execução Fiscal, o qual aguarda julgamento. Em 2021, os autos da Execução foram arquivados até o encerramento dos Embargos à Execução Fiscal, os quais foram sobrestados, em 31/05/2021, em razão de prejudicialidade dos processos administrativos nº 10830.001530/2009-01, 10830.010855/2007-12 e 10830.010761/2008-16. Em 14/09/2022, houve despacho deferindo produção de prova pericial. Após apresentação de quesitos, aprovamos os honorários da perita e juntamos nos autos as respectivas custas. Em 2023, após protocolo de manifestação acerca do laudo pericial e parecer dos assistentes técnicos, os autos dos EEF 5012750-44.2020.4.03.6105 foram conclusos para decisão.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há decisões de mérito
h) Estágio do processo	Fase instrutória
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 548.940, que representa 1,4% da

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

(Valores em R\$ mil)

Processo Administrativo Fiscal nº 16561.720238/2016-13 - IRPJ/CSLL	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	16/12/2016
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 446.862
f) Principais fatos	Autos de infração para a exigência do IRPJ e da CSLL, relativo ao ano-calendário 2011, cumulados com juros de mora e multa de ofício, por: (i) supostamente ter omitido receitas não operacionais, pela suposta ausência do registro de ganhos de capital, por receber quantidade de ações da ERSA Energias Renováveis S.A. ("ERSA") em volume maior que o capital da SMITA Empreendimentos e Participações S.A. ("SMITA"), além da apropriação de diferença entre o patrimônio líquido contábil e o valor justo da SMITA, empresa adquirida de forma reversa; e (ii) ter compensado base de cálculo negativa da CSLL em montante superior ao saldo existente. A CPFL Geração apresentou impugnação aos Autos, a qual foi julgada improcedente. A CPFL Geração apresentou recurso voluntário, o qual aguarda julgamento. Em 2023, permanecemos aguardando julgamento do recurso voluntário.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão desfavorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase Administrativa
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 446.862, que representa 1,12% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Indedutibilidade da CSLL – CPFL Piratininga**

(Valores em R\$ mil)

Mandado de Segurança nº 0002005-38.2002.4.03.6100 – CSLL	
a) Juízo	19ª Vara Federal de São Paulo
b) Instância	Execução Definitiva
c) Data de instauração	30/01/2002
d) Partes no processo	Autor: CPFL Piratininga Réu: Receita Federal do Brasil

4.4 Processos não sigilosos relevantes

e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 188.525
f) Principais fatos	<p>Mandado de Segurança com o objetivo de assegurar à CPFL Piratininga o direito à dedução integral do valor da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) da base de cálculo do Imposto sobre a Renda (IR), referente ao ano-base de 2002 e nos seguintes, afastando, desta forma, o artigo 1º da Lei nº 9.316/96. Para suspensão da exigibilidade do crédito tributário controvertido, a CPFL Piratininga realizou o depósito judicial dos valores relativos aos períodos de 2004 a 2015. O pedido do Mandado de Segurança foi julgado improcedente, com a denegação da ordem, ao fundamento de que o artigo 1º da Lei nº 9.136/96 não padece de inconstitucionalidade. A CPFL Piratininga ingressou com Recurso de Apelação, ao qual foi negado provimento. A CPFL Piratininga apresentou recursos especial e extraordinário, aos quais foi negado seguimento. O processo transitou em julgado e os autos retornaram ao juízo de origem, para cumprimento de sentença.</p> <p>A CPFL Piratininga apresentou ao juízo laudo produzido pelos auditores independentes, em conjunto com manifestação, a fim de demonstrar que a conversão em renda do montante depositado não poderia ser levada a termo com base na integralidade dos depósitos judiciais, tendo em vista que os depósitos relativos aos períodos de 2004 a 2015 foram realizados com base no valor apurado no regime de lucro real com base em estimativa mensal. Consequentemente, o montante depositado teria superado o valor do Imposto de Renda efetivamente devido no exercício. A União concordou com nosso pedido de levantamento/conversão, de acordo com os percentuais do saldo do depósito judicial e foi proferido despacho judicial em fevereiro/22 em que o Juiz intima a CEF para que esta informe acerca do cumprimento dos Ofícios. Em 2023, aguarda-se o levantamento do depósito judicial por parte da União.</p>
g) Resumo das decisões de mérito	Sentença desfavorável à CPFL; acórdãos desfavoráveis a CPFL.
h) Estágio do processo	Fase de Execução
i) Chance de perda	Provável: R\$ 179.569 - Possível: R\$ 8.899 - Remoto R\$ 57
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Piratininga ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Conversão em renda do depósito judicial no valor de R\$ 188.525 efetuado pela empresa para quitação dos tributos exigidos, que representa 0,5% da Receita Líquida Consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **IRPJ/CSLL – Sul Geradora Participações S/A**

(Valores em R\$ mil)

Ação Ordinária nº 0023094-29.2016.4.03.6100 (19515.001221/2004-65) – IRPJ/CSLL	
a) Juízo	9ª Vara Federal de São Paulo/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)

4.4 Processos não sigilosos relevantes

c) Data de instauração	28/10/2016
d) Partes no processo	Autor: Sul Geradora Participações S/A Réu: União Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 109.091
f) Principais fatos	Auto de infração que visa obter valores de IRF sobre o pagamento de juros decorrente de uma operação de pré-pagamento de exportação. O Fisco alega que a empresa utilizou os recursos obtidos na operação para adquirir créditos contra empresas do próprio grupo econômico e não para o financiamento de suas exportações. Apresentamos Impugnação, a qual foi julgada improcedente. Ingressamos com recurso voluntário, sendo tal julgado procedente. A Receita Federal interpôs recurso especial. Referido recurso foi provido, mantendo-se a autuação. Finalizada a discussão na esfera administrativa, a empresa ingressou com ação ordinária visando o cancelamento do débito. Atualmente, aguarda-se sentença. Em 2021, foi determinada perícia nos autos. Em 06/12/2021 apresentamos petição requerendo dilação do prazo por 30 dias para apresentação da documentação requerida pelo sr. perito. Em 03.01.2022, apresentamos os documentos requeridos pelo perito, o qual apresentou o seu laudo em 12/07/2022. Após prazo para as partes de manifestarem, os autos devem ir à conclusão para despacho.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há decisões de mérito
h) Estágio do processo	Fase instrutória
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada Sul Geradora no valor de R\$ 109.091, que representa 0,3% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **IRFF Jantus - CPFL Renováveis**

(Valores em R\$ mil)

Auto de Infração (Autos nº 16561.720073/2016-71)	
a) Juízo	Receita Federal do Brasil
b) Instância	1ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	19/08/2016
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: CPFL Energias Renováveis
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 415.039
f) Principais fatos	Trata-se de auto de infração para cobrança de Imposto de Renda retido na Fonte em virtude de ganho de capital supostamente auferido por pessoas físicas e jurídicas na venda de participação

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	societária na empresa Jantus SL (“Jantus”), com sede na Espanha, para a CPFL Energias Renováveis. A impugnação foi apresentada e julgada improcedente. Diante desta decisão, foi interposto recurso voluntário, o qual está pendente de julgamento. Em 2021, permanecemos aguardando julgamento do recurso voluntário. Em junho de 2023 o recurso voluntário foi julgado parcialmente favorável à CPFL Energias Renováveis, para cancelar definitivamente o correspondente a 53% do Auto de infração. Com isso foram opostos embargos de declaração, os quais aguardam julgamento, para posterior interposição de recurso especial.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão parcialmente favorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase de recurso administrativo.
i) Chance de perda	Possível R\$ 196.263 e Remoto R\$ 218.776
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Renováveis, correspondente ao valor de R\$ 196.263 do Possível (visto que os valores que constam no Remoto já são considerados definitivamente como favoráveis à CPFL), que representa 0,5% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

Processos Cíveis

- **ABRADEE – ANEEL**

(Valores em R\$ mil)

Ação Ordinária n.º 0039494-18.2002.4.01.3400 (2002.34.00.039564-0)	
a) Juízo	3ª Vara Federal do Distrito Federal
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	12/12/2002
d) Partes no processo	Autor: ABRADEE Réu: ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	As controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADEE, são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Após manifestação das partes sobre o laudo pericial (que constata o desequilíbrio econômico-financeiro alegado pela ABRADEE) e apresentação de alegações finais, foi prolatada sentença julgando improcedente os pedidos. Atualmente, os autos se encontram aguardando o julgamento da apelação interposta pela ABRADEE.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável às associadas.
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais das Controladas ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Eventual pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto tratar-se de processo ativo. Eventuais custos serão rateados entre as associadas da ABRADDEE (representadas na ação).

- **Estado do Rio Grande do Sul**

(Valores em R\$ mil)

Processo nº 3709601-03.2005.8.21.0001	
a) Juízo	7ª Vara da Fazenda
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	22/02/2001
d) Partes no processo	Autor: Estado do Rio Grande do Sul e CEEE Réu: RGE e outros
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 506.142
f) Principais fatos	Ação declaratória de improbidade administrativa ajuizada pelo Estado do RS e CEEE em 22/02/2001 discutindo o processo de reestruturação societária da CEEE para posterior privatização, figurando também como réus o Secretário Estadual de Minas e Energia, o Presidente da CEEE, o Diretor Financeiro da CEEE, o Diretor Administrativo da CCODEE (RGE) e CNNDDEE (RGE Sul) e os contadores que assinaram o laudo de avaliação. A discussão gira acerca de 3 pontos especificamente em relação à RGE e RGE Sul, quais sejam: 1) A avaliação e integralização do capital social dos ativos/passivos transferidos às novas empresas através de rubricas contábeis “conta corrente” (R\$ 26 milhões para a RGE e R\$ 24 milhões para a RGE SUL). 2) O pagamento de créditos das contas correntes através da transferência de imóveis à RGE Sul e RGE. 3) A Repartição das receitas dos clientes nas áreas de concessão das novas empresas criadas a partir de 12/08/1997, sendo que a CEEE afirma prejuízo pois nesse período suportou todos os custos da operação sem ter direito a respectiva receita; Classificação de risco remoto, na medida em que os argumentos apresentados pela RGE na sua manifestação preliminar, bem como na sua Contestação são bastante robustos e contrapõem todas as alegações contidas na Inicial. Todas as demais defesas apresentadas também seguem a mesma linha no sentido de demonstrar que as operações realizadas são perfeitamente legais. Foram apresentados, por alguns dos réus, pareceres contábeis para demonstrar a regularidade dos

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	<p>procedimentos realizados na contabilidade da CEEE e das suas subsidiárias, os quais contrapõem o laudo que fundamenta a Inicial. Todavia, somente uma perícia judicial, imparcial, poderá elucidar as questões levantadas pelos autores e pelos réus, inclusive sobre eventual dolo/culpa dos réus, enriquecimento ilícito e prejuízo ao erário. Portanto, até o presente momento, não há nos autos novos elementos capazes de alterar a avaliação anteriormente realizada; Processo em fase de instrução (perícia). Em 19/10/2021, o juiz concedeu prazo para que as partes se manifestem sobre eventual possibilidade de autocomposição. O Estado se posicionou no sentido de ter interesse na composição, desde que haja ressarcimento integral do dano. Foi enviado memorando interno com considerações sobre possíveis desdobramentos da reforma da lei de improbidade administrativa na ação. Foi protocolada petição requerendo dilação de prazo para manifestação sobre autocomposição. Acordo não celebrado. Proferida decisão de saneamento do processo, em que ficou determinada a apreciação posterior de preliminares salientadas pela RGE. Interposto Agravo pela RGE. Aguarda-se julgamento do recurso pelo colegiado.</p>
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há decisões de mérito
h) Estágio do processo	Fase instrutória
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 506.142, que representa 1,3% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo;

- **Despacho nº 288**

(Valores em R\$ mil)

Processos 0026448-59.2002.4.01.3400 / 0002231-15.2003.4.01.3400	
a) Juízo	15ª Vara Federal (Cível) de Brasília
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	23/08/2002
d) Partes no processo	Autores: ANEEL e Distribuidoras Réu: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 512.072
f) Principais fatos	Em 16 de maio de 2002, a ANEEL publicou o Despacho ANEEL nº 288, que introduziu alterações em certas regras de comercialização do então existente Mercado Atacadista de Energia – MAE. Tais alterações reconheciam a Companhia como devedora no mercado de curto prazo. A Companhia ajuizou ação anulatória em

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	<p>relação a tal Despacho (processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400), requerendo que as regras de exposição no MAE fossem mantidas, mantendo-se a sua contabilização e permitindo-se sua liquidação. A última atualização referente ao processo foi em 15 de janeiro de 2016, data em que foi publicada uma nova decisão de segunda instância negando os recursos de embargos de declaração opostos pela Companhia, demais agentes de mercado e ANEEL contra a decisão favorável de mérito à RGE Sul. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região, as partes requeridas apresentaram recurso de embargos infringentes, visando a modificação do mérito da decisão anterior. Os recursos aguardam julgamento. Em relação ao mesmo fato, há também o processo 0002231-15.2003.4.01.3400 que ataca as ilegalidades da forma de liquidação do mercado (Despacho 346). Portanto, o objeto desta demanda (ilegalidade do procedimento) está contido no objeto geral do processo 0026448-59.2002.4.01.3400).</p>
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à RGE; acórdão desfavorável à RGE.
h) Estágio do processo	Fase decisória
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a “AES Brasil” suportará o ônus dos impactos, bem como, em caso de ganho, a “AES Brasil” receberá os montantes decorrentes da liquidação dos montantes suspensos pelo Despacho 288, considerando que as partes estabeleceram que o desfecho dessa ação ficaria excepcionado no instrumento de aquisição da AES Sul.

- CPFL-T

(Valores em R\$ mil)

Processo nº 2440311-28.2007.8.21.0001	
a) Juízo	10ª Vara Cível de Porto Alegre
b) Instância	1ª instância
c) Data de instauração	18/10/2007
d) Partes no processo	Autor: Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga, REPSOL SINOPEC Brasil S.A. e Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul Réu: CPFL Transmissão e Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica – CEEE-G
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 231.753
f) Principais fatos	Trata-se de liquidação de sentença por arbitramento proposta pelas sociedades sucessoras da autora da ação n. 2440311-28.2007.8.21.0001, a fim de apurar o valor da condenação ali fixada em desfavor da Companhia

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	<p>Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica– CEEE-GT.</p> <p>À época da propositura da ação e no início da liquidação de sentença, a CEEE-GT era uma sociedade anônima de economia mista (uma estatal, portanto), que tinha o Estado do Rio Grande do Sul como seu acionista majoritário. Por conta disso, patrocinava o presente feito, em seu favor, a Procuradoria do Estado do Rio Grande do Sul.</p> <p>No curso da liquidação de sentença, porém, houve a cisão parcial da sociedade Ré (CEEE-GT), como parte de um processo de reorganização societária que teve por objetivo a segregação de seus ativos, vertendo-se as atividades de geração para uma nova sociedade, a Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica (CEEE-G), e mantendo-se as atividades de transmissão na CEEE-T – nova denominação social da CEEE-GT após a cisão parcial.</p> <p>Como no CNPJ da antiga CEEE-GT ficou registrado com a CEEE-T, a companhia transmissora de energia elétrica foi cadastrada no EPROC (sistema processual) e identificada como pretensa devedora, ainda que a origem do débito seja, como dito acima, a não realização de aportes financeiros alusivos à subscrições não integralizadas na TERMOGAÚCHA, empresa GERADORA de energia.</p> <p>Assim, nada mais natural, então, que o débito em comento seja direcionado à nova companhia criada a partir da cisão da CEEE-GT, qual seja, a CEEE-G, Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica.</p> <p>A CEEE-G se manifestando nos autos por meio da Procuradoria Geral do Estado do Rio Grande do Sul onde apresentou quesitos e assistente técnico para acompanhar perícia contábil e, afirmou ser parte legítima para responder à presente ação, mencionando o já referido Instrumento Particular de Obrigação de Indenização e Cooperação Recíprocas e Outras Avenças e pedindo a retificação do polo passivo, para que passasse a constar a CEEE-G no lugar da CEEE-T. (Evento 79 do Eproc).</p> <p>Concluída a fase pericial contábil. Valor liquidado.</p>
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável e decisão desfavorável, mantendo a CPFL-T, no polo passivo.
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Remota, em razão de a responsabilidade ser da CEEE-G
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional, caso a CEEE-G não realize o pagamento devido.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

k) Análise do impacto em caso de perda	A eventual perda do processo impactará financeiramente a Companhia, porém, por ser um processo com chance de perda remota, ou seja, com menos de 50% de probabilidade de ocorrer, a Companhia não contabilizou nenhuma provisão conforme CPC 25.
--	--

Processos Cíveis – Ambiental

- **Semesa X Apego**

(Valores em R\$ mil)

Processo Cível nº 0018587-42.2004.4.01.3500 (Ambiental)	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal – 1ª Região
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	18/10/2004
d) Partes no processo	Autor: Associação dos Pescadores Esportivos do Estado de Goiás – APEGO e outros Réu: Semesa S.A, Estado de Goiás e Furnas – Centrais Elétricas S.A, IBAMA, Agência Goiana do Meio Ambiente e outras requeridas.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 613.733
f) Principais fatos	Ação visando à condenação das requeridas em obrigações de fazer, consistentes na adoção de medidas reparadoras e mitigadoras dos impactos ambientais causados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa. Foi deferida liminar determinando a adoção de medidas para reduzir os impactos ambientais causados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa, bem como a elaboração do EIA/RIMA, como condição para a renovação da Licença de Operação. Contra essa decisão, a SEMESA interpôs o Agravo de Instrumento nº 2006.01.00.029015-7 perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, no qual foi deferida em 13/10/2006, pelo desembargador relator, a suspensão de parte da liminar, que condicionava o funcionamento da usina à elaboração de EIA-Rima. Houve parecer do IBAMA favorável que colabora com os argumentos da CPFL, VBC e FURNAS, de que não há necessidade da elaboração de EIA/RIMA e que os empreendedores estão cumprindo os requisitos para a emissão da licença de operação. Após, houve sentença que julgou improcedente a demanda em 2017 e desobrigou as partes réis da elaboração do EIA/RIMA. Atualmente, aguarda-se julgamento de recurso interposto pela APEGO em 2ª instância.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível (R\$ 52.734) – Remota (R\$ 560.999)
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

k) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais e desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia.
--	---

- **Ação Ambiental – Parque da Serra do Mar**

(Valores em R\$ mil)

Ação Civil Pública nº 0001673-23.2015.8.26.0157	
a) Juízo	3ª Vara da Comarca de Cubatão – SP
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	09/03/2015
d) Partes no processo	Autor: Ministério Público do Estado de São Paulo Réu: CPFL Piratininga
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Ação Civil Pública Ambiental ajuizada pelo Ministério Público do Estado de São Paulo que questiona as supressões de vegetação nas faixas de domínio das 10 Linhas de transmissão situadas no Parque Estadual da Serra do Mar, sob o argumento de que a vegetação suprimida se caracterizaria como sendo do bioma Mata Atlântica e que a supressão de vegetação estaria em desacordo com os padrões e recomendações técnicas consideradas adequadas pelo Autor. Pretende que a CPFL Piratininga seja obrigada a: (i) não realizar o corte raso para a manutenção das faixas de servidão das linhas de transmissão objeto desta ação; (ii) promover o corte seletivo de vegetação; (iii) obter licença para desmate junto à CETESB e não intervenha em APP, salvo mediante autorização do órgão ambiental; (iv) implantar estrutura para impedimento de pouso de aves, mediante a instalação de “bird flapper” a cada 10m; e (v) providencie a fiscalização permanente das faixas da LTs. Processo em fase instrutória e está em fase de prova pericial. Aguarda-se decisão do juízo sobre laudo técnico. Intimação do Ministério Público, que ainda não se manifestou.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há decisões de mérito.
h) Estágio do processo	Fase instrutória
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Piratininga ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais supostamente causados.

- **Rodovia das Colinas**

(Valores em R\$ mil)

Processo nº 0000933-68.2013.8.26.0114	
a) Juízo	6ª Vara Cível de Campinas – SP
b) Instância	1ª Instância (judicial) – Fase de provas

4.4 Processos não sigilosos relevantes

c) Data de Citação	17/01/2013
d) Partes no processo	Autor: Rodovia das Colinas S.A. Réu: Companhia Piratininga de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 299.640
f) Principais fatos	Trata-se de ação de cobrança, proposta em janeiro de 2003, na qual a Autora requer o pagamento dos valores correspondentes a todas as ocupações da faixa de domínio das rodovias sob concessão da Colinas, a qual a CPFL Piratininga restou vencida no mérito. Em sede de liquidação de sentença, considerando que o valor envolvido nesta ação é inestimável, em maio de 2015, foi deferida a realização de perícia judicial. Em outubro de 2018 o perito juntou o laudo no processo apontando um valor de R\$ 20 milhões. Apresentamos nossa impugnação – Juiz ordenou a manifestação do perito para prestar os esclarecimentos. Em janeiro de 2020, foi apresentado novo laudo pericial com indicação de cálculo na monta de R\$ 135 milhões. Em 12/03/2020 apresentamos nova impugnação ao cálculo com auxílio da assessoria da FGV. Foi aberto prazo para manifestação (03/2023), a CPFL Piratininga apresentou requerendo que fossem feitos novos cálculos, utilizando-se da data da citação como marco temporal, excluindo igualmente a correção pelo IGP-M e ainda, impugnou a inobservância à modicidade das tarifas. Aguarda-se o encerramento da perícia.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL; acórdãos desfavoráveis à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase Recursal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Piratininga ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Piratininga no valor de R\$ 299.640, que representa 0,8% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

Processos Trabalhistas

- **Terceirização – RGE**

(Valores em R\$ mil)

Ação civil pública nº 0020876-43.2015.5.04.0024	
a) Juízo	24ª Vara do Trabalho de Porto Alegre
b) Instância	3ª Instância (recursal)
c) Data de instauração	03/07/2015
d) Partes no processo	Autor: Ministério Público do Trabalho Réu: RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 365.506

4.4 Processos não sigilosos relevantes

f) Principais fatos	<p>Ação Civil Pública, proposta pelo Ministério Público do Trabalho, a qual requer a condenação da RGE devido à utilização de terceirização ilícita de mão-de-obra por fazer parte da atividade-fim da empresa. Pede em caráter provisório, a antecipação dos efeitos da tutela para a imediata cessação da intermediação de mão-de-obra para a realização da atividade fim sob pena de multa fixa no valor de R\$ 50 mil por trabalhador utilizado. Em caráter definitivo, requer a confirmação da antecipação dos efeitos da tutela para não utilizar intermediação de mão-de-obra relacionada à atividade fim da reclamada, sob pena de multa de R\$ 50 mil por trabalhador utilizado. Condenação da ré ao pagamento de R\$ 150 milhões a título de dano moral coletivo. Em 18/08/2015 foi indeferido o pedido de antecipação de tutela formulado pelo Ministério Público. Em 01/02/2017 foi publicada sentença que julgou a ação procedente em parte para condenar a RGE a abster-se de utilizar intermediação de mão-de-obra para a realização de sua atividade fim, assim consideradas somente aquelas expressamente indicadas na inicial, sob pena de pagamento de multa de R\$ 50 mil por trabalhador utilizado nessas atividades não contratado diretamente como empregado, a partir de 180 dias após o trânsito em julgado da decisão. Ainda, condenada a empresa a publicar em jornal de circulação nacional, no prazo de 15 dias após o trânsito em julgado desta ação, de extrato da condenação (parte dispositiva do julgado), sob pena de multa de R\$ 5 mil por dia. Em março de 2018, o tribunal proferiu uma decisão nos recursos apresentados por ambas as partes, negando provimento ao Recurso Ordinário da RGE e deu provimento parcial ao Recurso Ordinário do Ministério Público, para condenar a RGE ao pagamento de indenização por dano moral coletivo no montante de R\$ 1 milhão. A RGE opôs Embargos de Declaração contra a decisão, os quais não foram acolhidos pelo tribunal. Por fim, em julho de 2018, a RGE interpôs Recurso de Revista, que foi denegado seguimento. Interpusemos Agravo de Instrumento ao Recurso de Revista, o qual aguarda julgamento. Uma nova lei de Reforma Trabalhista promulgada em 11 de novembro de 2017 agora permite as atividades de terceirização que deram origem ao pedido inicial. Em 26/11/2019 foi constituída provisão no valor de R\$ 1 milhão, correspondente à condenação no pagamento de indenização por dano moral, com fundamento em parecer elaborado por escritório externo.</p>
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à RGE; acórdãos desfavoráveis à RGE.
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Provável: R\$ 1.552 – Remoto: R\$ 363.954
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da RGE ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Proibição da terceirização – primarização da totalidade da mão-de-obra envolvida na operação, especialmente nas atividades descritas, bem como pagamento de indenização e multa pela terceirização ilegal.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

- CPFL Paulista - Sebastião José Ismael (Palmitos Pupunha)

(Valores em R\$ mil)

Processo Cível n.º 0001126-16.2001.8.26.0434	
a) Juízo	Vara Única de Pedregulho
b) Instância	Execução
c) Data de instauração	13/06/2001
d) Partes no processo	Autor: Sebastião José Ismael Réu: Companhia Paulista de Força e Luz
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 290.056
f) Principais fatos	Trata-se de ação de indenização por danos materiais e lucros cessantes, decorrente de corte indevido, que afetou o sistema de irrigação da fazenda do Autor, acarretando perda de produção. Sentença que aponta parte líquida e parte a liquidar. A parte líquida já foi quitada pela empresa. Atualmente o processo encontra-se em fase de liquidação por arbitramento, aguardando julgamento do Tribunal de Justiça acerca de decisão que acolheu laudo pericial de apuração dos lucros cessantes. Foi ajuizada ação rescisória pela CPFL Paulista (processo nº 2035332-43.2013.8.26.0000) objetivando a desconstituição de todo julgado supramencionado, tendo sido julgada improcedente.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL; acórdãos em 2ª e 3ª instâncias desfavoráveis à CPFL. Em dezembro de 2023 houve uma decisão proferida pelo TJSP favorável à CPFL Paulista, entendendo pela LIQUIDAÇÃO ZERO pois o Autor não conseguiu comprovar os danos.
h) Estágio do processo	Fase de execução
i) Chance de perda	Provável R\$ 12.554 Possível R\$ 48.137 Remoto R\$ 229.365
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências judiciais da CPFL Paulista ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 290.056, que representa 0,7% da Receita Líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

4.5. Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.4:

Em 31 de dezembro de 2023, o valor total provisionado pelo Grupo CPFL referente aos processos descritos no item 4.4 classificados como de perda provável era de R\$ 193.675 mil referentes aos processos fiscais e trabalhistas.

4.6 Processos sigilosos relevantes

4.6. Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados no item 4.4, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos

A CPFL figurou como parte passiva de um procedimento arbitral, de natureza cível, com valor de causa total atualizado de R\$ 423.084 mil. O prognóstico de perda deste procedimento foi classificado em parte como provável e parte como possível. Em 2023, houve condenação da CPFL na quantia aproximada de R\$ 450 milhões. A CPFL ingressou na Justiça Comum com Ação Anulatória de Sentença Arbitral e, em novembro de 2023, foi proferida sentença judicial favorável à CPFL para fins de anular a sentença arbitral. A contraparte ingressou com Recurso no TJSP concomitantemente a CPFL apresentou contrarrazões e os autos estão dependendo da apreciação do Tribunal.

4.7 Outras contingências relevantes

4.7. Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores

Processos Relacionados aos membros do Conselho de Administração

O Sr. Antônio Kandir, membro independente de nosso Conselho de Administração, está envolvido em um processo perante a CVM por supostas irregularidades relacionadas à administração e gestão do fundo de investimento MAP FIM (“MAP FIM”) no período de dezembro de 2010 a maio de 2013. Antônio Kandir atuou como diretor responsável pela atividade de administração de carteiras da Governança e Gestão Investimentos Ltda. (“G&G Investimento”), gestora do MAP FIM durante o período em questão. Em 07 de maio de 2019, o Colegiado da CVM decidiu condenar a G&G Investimento e Antônio Kandir à advertência. Atualmente, o processo encontra-se em fase de recurso no Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional (“CRSFN”). Os efeitos da referida sentença estão suspensos até o julgamento do recurso.

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

Em 2004, nossa subsidiária de comercialização, a 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 compra de energia elétrica anteriormente firmados permaneçam regidos pelas resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) que regem o chamado “valor normativo” por ocasião da celebração dos contratos.

A CPFL Paulista e CPFL Piratininga também possuem ações judiciais da mesma natureza em tramitação na segunda instância.

Os processos movidos pela CPFL Brasil visam 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 autonegociação e a exigir a redução do preço contratado nos termos das Notas Técnicas nº 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL.

Atualmente os processos judiciais da CPFL Brasil encontram-se com decisão favorável, tramitando um deles em segunda instância e, o outro, junto às Cortes Superiores.

Após o trânsito em julgado, sendo mantida a decisão favorável, a execução de sentença desses processos será promovida perante a primeira instância e exigirá a adoção de novos atos administrativos por parte da ANEEL, quando a Agência será obrigada a detalhar e fundamentar os procedimentos que observará para assegurar o cumprimento do que determinado pelo Poder Judiciário.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos 5.1 Em relação aos riscos indicados nos itens 4.1 e 4.3, informar:

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada na 140ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 29 de julho de 2009, devidamente atualizada em 2022 e encontra-se disponível no site da CPFL Energia em <https://ri.cpfl.com.br/> (“Política de Gestão Corporativa de Riscos”).

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados por meio da Política de Gestão de Riscos, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A Política de Gestão de Riscos prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

i. os riscos para os quais se busca proteção

Riscos Corporativos

Os riscos para os quais a Companhia busca proteção por meio da Política de Gestão Corporativa de Riscos são:

- Descumprimento dos termos dos contratos de concessão, autorizações ou permissões;
- Impossibilidade de repassar integralmente o custo de compra de energia elétrica ao consumidor e a necessidade de, para satisfazer à demanda, adquirir ou liquidar energia elétrica no mercado de curto prazo, a preços mais altos ou mais baixos do que aqueles estabelecidos nos contratos de longo prazo;
- Riscos de exposição, no negócio de comercialização de energia, decorrente de posições de energia assumidas (comprado ou vendido) e variações de preço no mercado spot;
- Riscos inerentes à construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Impacto adverso na operação de desenvolvimento de negócios decorrente da não conclusão do programa de investimento proposto no cronograma previsto;
- Risco de as apólices de seguro contratadas não serem suficientes para cobrir totalmente as perdas decorrentes da responsabilidade por quaisquer perdas e danos decorrentes da prestação inadequada de serviços de energia elétrica;
- Comprometimento da capacidade de conduzir as atividades operacionais e realizar o pagamento dos financiamentos contratados em virtude do grau de endividamento e das obrigações de serviço de dívidas;
- Efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais de uma escassez de energia elétrica e do racionamento dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002;
- Risco de o nível de inadimplência dos consumidores afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira;
- Aumento das taxas de juros praticadas pelo mercado e riscos cambiais;
- Risco regulatório;
- Aumento de obrigações e investimentos em decorrência de novas regulamentações ambientais ou de saúde; e
- Efeitos adversos de condições hidrológicas desfavoráveis sobre os resultados operacionais.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Riscos de Mercado

Os riscos de mercado para os quais a Companhia busca proteção são:

1. Risco de Mercado de Energia

1.1. Risco de Sub/Sobrecontratação das Distribuidoras: alterações nas previsões da demanda e nas expectativas de preços são regularmente monitoradas pela Companhia. As distribuidoras do Grupo CPFL fazem uso dos mecanismos regulatórios disponíveis para ajuste de contratos a fim de manter os níveis de contratação dentro dos limites regulatórios. Além disso, a CPFL Energia acompanha eventuais alterações na regulação que possam, de alguma forma, impactar este risco.

1.2. Risco de mercado das geradoras: as condições hidrológicas, níveis de GSF e expectativa de preços são acompanhados regularmente pela Companhia. A proteção a este risco é feita através da compra de energia para minimizar exposição de balanço.

1.3. Risco de mercado das comercializadoras: as posições de balanço das comercializadoras da CPFL, as condições de mercado e as expectativas de preços de curto, médio e longo prazo são monitoradas regularmente. Previamente à sua aprovação, todas as propostas de compra e venda de energia são avaliadas em relação ao limite de risco.

2. Risco de Crédito:

Para o segmento de distribuição, cujo mercado é pulverizado, a proteção ao risco de crédito é feita mediante monitoramento da inadimplência, que tem como ações de cobrança o corte no fornecimento de energia de clientes inadimplentes além de negativação, protestos e cobranças customizadas. No que tange aos segmentos de Geração, Comercialização e Serviços, a proteção ocorre através da exigência de garantias financeiras e análise do score e risco dos parceiros de negócio, provendo mais segurança no momento da tomada de decisão.

3. Risco de Juros e Câmbio:

A Companhia e suas controladas têm a prática de monitorar os riscos de variação cambial, flutuação de taxas de juros e índices de preços, e de contratar instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas. Com relação ao risco cambial, a exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de swap, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. Ainda, o mecanismo de compensação – CVA protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas relativas à possível variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Com relação ao risco de taxas de juros, as controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou outros indexadores. Adicionalmente, o risco da alta de taxa de juros pode ser parcialmente compensado pela posição de ativos financeiros da concessão indexada ao IPCA.

4. Risco Regulatório:

Para os riscos relacionados aos processos de revisões e reajustes tarifários inerentes ao mercado regulado em que atua, o monitoramento é efetuado por todas as áreas diretamente envolvidas, em especial pela Vice-presidência de Operações Reguladas, responsável pelas interações junto à Agência Reguladora.

5. Risco de Aceleração de dívidas

A Administração da Companhia e de suas controladas monitora os índices de aceleração de dívidas e alavancagem de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Os resultados do acompanhamento são reportados periodicamente aos diretores executivos e ao Conselho de Administração. Além disso, a Companhia e suas controladas, tem políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição aos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

Para mais informações sobre esses riscos, vide o item 4.1 deste Formulário de Referência.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

ii. os instrumentos utilizados para proteção

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.1 deste Formulário de Referência: (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições; e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, executivos da Companhia, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria e Comitês de Assessoramento.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou extrapolarem os limites estabelecidos. O monitoramento das exposições é feito através do uso de indicadores e/ou modelos para simulação ou projeção de cenários de risco, com base nas diretrizes previstas na Política de Gestão Corporativa de Riscos. Além disso, a Companhia trabalha com limites de exposição a estes riscos, aprovados pelo Conselho de Administração. Em casos de aumento da exposição ou extrapolação de limites, planos de mitigação devem ser estruturados pelas áreas de negócio, em conjunto com a Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO e, posteriormente, são reportados ao Comitê de Auditoria e Conselho de Administração.

Além disso, a Companhia avalia permanentemente alterações regulatórias, condições ambientais e de mercado, faz uso de mecanismos regulatórios disponíveis e monitora o desempenho de suas operações de forma a mitigar a exposição a eventuais riscos regulatórios, operacionais, ambientais e de mercado.

Outros instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são swaps de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A gestão de riscos do Grupo CPFL, nos termos da Política de Gestão Corporativa de Riscos, é conduzida por uma estrutura que envolve: (i) o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Auditoria; (ii) a Diretoria Executiva; e (iii) a Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO e as áreas de negócio; com as seguintes atribuições, conforme abaixo.

Compete ao Conselho de Administração da Companhia 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, deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe ao Conselho de Administração, tomar conhecimento e acompanhar eventuais fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

Cabe aos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração auxiliar o Conselho de Administração na implementação e revisão da Política de Gestão Corporativa de Riscos. Em especial ao Comitê de Auditoria, desempenhando seu papel de órgão técnico, tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos. Cabe ainda a este Comitê orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Cabe à Diretoria Executiva da Companhia a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição da Companhia aos riscos exceda os limites fixados pelo Conselho de Administração, bem como reportar eventuais ultrapassagens e apresentar ações de mitigação ao Conselho de Administração.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO, que é subordinada ao Conselho de Administração, é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvem a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto. Além disso, realiza tanto revisões

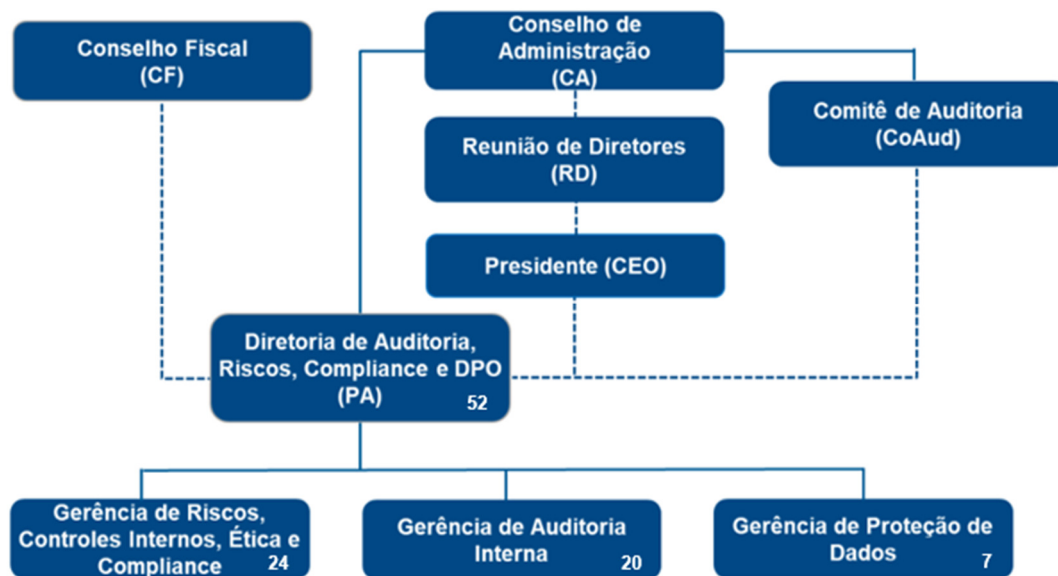
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

regulares como ad hoc para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração da CPFL Energia.

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.

Os assuntos de maior relevância são levados ao conhecimento do Comitê de Auditoria, Conselho de Administração e outros fóruns de governança.

As estruturas organizacionais envolvidas estão representadas na figura abaixo, bem como o número de colaboradores envolvidos nas atividades de Auditoria Interna, Compliance, Controles Internos e Riscos Corporativos:



c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, por meio da atuação da Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Compliance avalia e monitora continuamente o funcionamento dos controles internos com o objetivo de reduzir a exposição dos riscos para níveis aceitáveis e alcançar os objetivos estratégicos do Grupo CPFL com criação de valor a longo prazo. As atividades relacionadas à avaliação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras compreendem: (i) identificação dos principais processos de negócios, controles e riscos com influência nas demonstrações financeiras; (ii) autoavaliação da eficácia de processos e controles; (iii) testes de efetividade dos controles internos relevantes para as demonstrações financeiras, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações dos planos de ação e melhorias nos controles internos; (v) discussão com os executivos e reporte ao Comitê de Auditoria, Conselho de Administração e outros fóruns de governança; e (vi) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e pelo Diretor Presidente.

As avaliações do ambiente de controles internos estão em conformidade com as exigências da CVM e boas práticas do Novo Mercado - B3 para garantir a acuracidade das Demonstrações Financeiras.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Ressaltamos que a abrangência da nossa atuação não se limita apenas aos processos e controles que impactam as demonstrações financeiras. O escopo de avaliação também é composto por processos e controles importantes para os negócios, visando a antecipação de riscos e identificação de melhorias.

A Companhia entende que todos os órgãos e procedimentos estabelecidos pelo Grupo CPFL são adequados para mitigar e controlar os riscos associados aos negócios sempre atualizando os procedimentos de controles internos, a fim de se manter em conformidade com os requisitos legais, regulatórios e com os padrões estabelecidos pelo mercado.

5.2 Descrição dos controles internos

5.2. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a. as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

A Administração da Companhia avalia anualmente a efetividade dos controles internos com base no Framework “Estrutura Integrada de Controle Interno” de 2013 estabelecida pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* - COSO e concluiu que os controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 são eficazes.

Controles Internos de Informações Financeiras

A Administração da Companhia é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a elaboração e divulgação de informações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro. Para cumprir essa responsabilidade, a Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Compliance avalia o ambiente de controles internos para prover segurança razoável em relação à confiabilidade das informações financeiras e a preparação de nossas demonstrações financeiras de propósitos externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre a divulgação de informações financeiras incluem políticas e procedimentos que: (i) dizem respeito à manutenção de registros que razoavelmente detalhados, refletem de maneira acurada e justa as transações e a disposição dos ativos; (ii) proveem razoável segurança de que são registradas conforme o necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras da Companhia de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os gastos e despesas estão sendo realizados em conformidade com as autorizações da Administração; e (iii) proveem razoável segurança com relação à prevenção ou detecção a tempo de aquisição não autorizada, uso ou disposição de nossos ativos que poderiam gerar efeito material adverso nas demonstrações financeiras da Companhia.

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar declarações incorretas. Ademais, a eficácia de projeções e avaliações com relação a períodos futuros é sujeita ao risco de que os controles podem ser inadequados por motivo de mudanças de condições e que o grau de conformidade com esses procedimentos e políticas pode se deteriorar.

A Companhia acredita que o grau de eficiência dos controles internos adotados para assegurar a elaboração das demonstrações financeiras é adequado, está constantemente atenta às novas tecnologias e tem investido em seus controles a fim de aprimorá-los cada vez mais. Caso haja controles com resultados inefetivos, são definidas ações com o objetivo corrigir a causa raiz dos problemas identificados, de forma a minimizar ou mitigar a materialização dos riscos associados. A Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Compliance acompanha a execução das ações pelos responsáveis e se certifica de que as exceções foram devidamente remediadas.

b. as estruturas organizacionais envolvidas

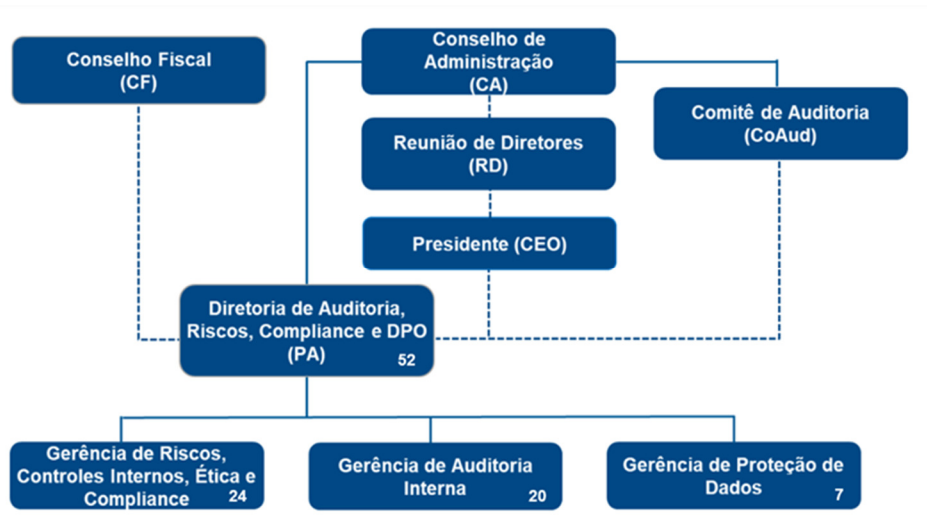
As áreas de negócio possuem responsabilidade primária para garantir a atualização da documentação dos processos de negócio sob sua responsabilidade sempre que houver alterações nas atividades de controle que possam comprometer o seu desenho e a sua eficácia.

A Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Compliance é responsável pela avaliação anual dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

Os assuntos de maior relevância são levados ao conhecimento do Comitê de Auditoria, Conselho de Administração e outros fóruns de governança.

5.2 Descrição dos controles internos

As estruturas organizacionais relacionadas estão representadas na figura abaixo, bem como o número de colaboradores envolvidos nas atividades de Auditoria Interna, Compliance, Controles Internos e Riscos Corporativos:



c. se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

No Grupo CPFL, a avaliação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras é conduzida através de uma estrutura que envolve a Diretoria Executiva, o Comitê de Auditoria, o Conselho de Administração, a Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO e as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada por meio de controles internos no nível da entidade (Entity Level Controls) e pela Norma de Avaliação dos Controles Internos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada responsável.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia ter ciência das deficiências significativas encontradas no ambiente de controles internos da CPFL Energia e acompanhar a implantação dos planos de ação, quando aplicável.

Cabe aos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, em especial ao Comitê de Auditoria, assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas: (i) supervisão das atividades da área de controles internos; (ii) avaliação, monitoramento e recomendação da correção ou o aprimoramento das políticas internas; e (iii) monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, dos controles internos, do gerenciamento de riscos e Compliance.

É de competência do Comitê de Auditoria da CPFL Energia certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, tomar conhecimento dos relatórios da Auditoria Interna e dos auditores independentes, analisando as suas respectivas recomendações e pareceres bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles e recomendar melhorias, caso necessário.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia compete:

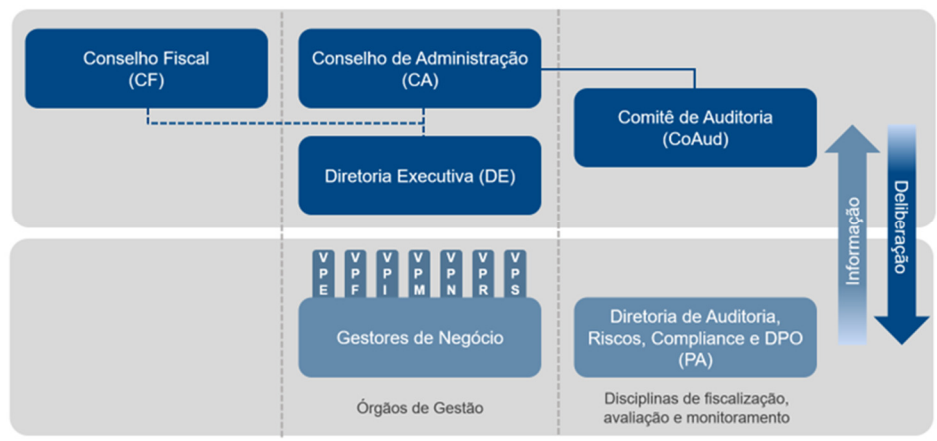
- Aprovar o escopo anual dos trabalhos de controles internos, no que diz respeito à extensão (seleção de processos e empresas relevantes), prazos, materialidade, estratégia de testes;
- Acompanhar periodicamente a evolução dos trabalhos através de apresentações feitas em Reunião de Diretoria e relatórios emitidos pela Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Compliance;
- Garantir a implantação de ações definidas pelos gestores a eles subordinados;

5.2 Descrição dos controles internos

- Efetuar a certificação ascendente no período definido; e
- Patrocinar as melhorias no ambiente de controles internos buscando sempre o equilíbrio entre a eficácia dos processos, dos controles e dos custos, bem como o alinhamento com os objetivos estratégicos da CPFL Energia.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO realiza tanto revisões regulares como ad hoc para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração.

Esta governança pode ser ilustrada pela figura abaixo:



d. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em seu relatório circunstanciado sobre controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

O Relatório Circunstanciado de Recomendações para o Aprimoramento dos Controles Internos é emitido pelos auditores independentes para os segmentos de negócio do Grupo CPFL que são escopo de avaliação. Quanto às empresas do segmento da Distribuição do Grupo CPFL, este relatório é anualmente arquivado na Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão que regula o setor elétrico brasileiro. Os status dos planos de ação são acompanhados por nosso Comitê de Auditoria, órgão independente da Administração e da auditoria externa. Não é de conhecimento da Administração da Companhia fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2023. Ainda assim, as demais deficiências identificadas são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. A Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO realiza o acompanhamento e verificação do atendimento dos planos de ação ao longo do exercício fiscal.

5.3 Programa de integridade

5.3. Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:

a. se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

A Companhia mantém procedimentos que orientam seus principais processos organizacionais, além de controles internos que são avaliados periodicamente pelas áreas de Auditoria Interna. Também monitora seus principais indicadores de riscos oriundos de sua Matriz de Riscos Corporativos. Adicionalmente, a Companhia possui um robusto Programa de Integridade composto por 4 dimensões (diretrizes, comunicação, avaliação e monitoramento). Dentre eles, destacamos algumas iniciativas:

- **Códigos de Conduta Ética do Grupo CPFL e para Fornecedores:** diretrizes éticas a serem seguidas por colaboradores e terceiros com relacionamento direto com o Grupo CPFL. Para conhecer o Código de Conduta e Ética do Grupo CPFL, acesse o website de relações com investidores da Companhia, por meio do link: <https://ri.cpfl.com.br/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>. Para conhecer o Código de Conduta Ética para Fornecedores, acesse o website institucional da Companhia, por meio do link: <https://www.grupocpfl.com.br/fornecedores/interesse-em-fornecer>
- **Comitê de Ética e Conduta Empresarial e Comissão de Processamento de Denúncias:** o Comitê Executivo de Ética e Conduta Empresarial ("COMET") é composto por 04 (quatro) membros, sendo 03 (três) da Diretoria Executiva da Companhia, quais sejam o Diretor Presidente (CEO), o Diretor Vice-Presidente Jurídico & de Relações Institucionais e o Diretor Vice-Presidente Executivo, e 01 (um) membro externo e independente, e a Comissão de Processamento de Denúncias ("CPD") é constituída por até 4 (quatro) executivos seniores da Companhia, definidos pelo Comitê de Ética, sendo um deles necessariamente o Diretor de Auditoria, Riscos, Ética e Compliance e Proteção de Dados e 01 (um) membro externo e independente, de acordo com o previsto no Regulamento de Comitê de Ética;
- **Canal Externo de Ética:** empresa independente especializada no recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões) e responsável por assegurar a integridade e confidencialidade das informações, o anonimato dos usuários e independência durante todo o processo.
- **Norma de Relacionamento com Agentes Públicos (GED 16.602):** estabelece regras de conduta, quando do envolvimento de colaboradores e/ou representantes das empresas pertencentes à *holding* CPFL Energia S.A. e de todas as suas empresas controladas diretas e indiretas ("Grupo CPFL") em atividades com fins comerciais, de negociação ou gestão de contratos que demandem relacionamento com Administração Pública, Agentes Públicos ou Agentes Políticos. O relacionamento e a interação com quaisquer Agentes Públicos ou Agentes Políticos devem ser éticos, transparentes e pautados na boa fé, respeitando as normas que regem a Administração Pública e os valores e diretrizes estabelecidos pelo Código de Conduta Ética do Grupo CPFL.
- **Política Anticorrupção da CPFL Energia (GED 16.027):** a Política Anticorrupção suplementa, mas não substitui o Código de Conduta Ética, tendo o objetivo de estabelecer os princípios para prevenção e combate da corrupção, suborno, lavagem de dinheiro e financiamento ao terrorismo. Este documento é aplicável a todos os colaboradores, clientes, fornecedores e/ou parceiros comerciais e partes relacionadas das empresas pertencentes ao Grupo CPFL que tenham o mesmo modelo de gestão e governança, sendo que nas demais empresas os representantes exercerão seu direito de voto com objetivo de adotar política semelhante. Amparada nos preceitos da conduta anticorrupção, e também

5.3 Programa de integridade

das normas internas vigentes, a Política estabelece regras e procedimentos para, por exemplo: (i) proibição da corrupção e suborno e monitoramento de situações vulneráveis a violações (ii) transações envolvendo recursos financeiros; (iii) relacionamento com fornecedores, parceiros comerciais e partes relacionadas; (iv) relacionamento com o poder público. Para acessar a Política Anticorrupção, acesse o website de relações com investidores da Companhia, por meio do link: <https://ri.cpfl.com.br/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>

Em 2023, o Programa de Integridade do Grupo CPFL recebeu o certificado de manutenção da certificação da ISO 37001 (Sistema de Gestão Antissuborno) atestando a conformidade, as diretrizes e o alto padrão de governança e transparência com que a Companhia conduz as suas atividades.

ii. as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

A Política Anticorrupção, normativo aprovado internamente pelo Conselho de Administração, e a Instrução do Programa de Integridade preveem as responsabilidades de gestão e implementação do Programa de Integridade pela área de Ética e Compliance (área alocada na Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO do Grupo CPFL), e pelo Compliance Officer, função exercida pelo Diretor de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO, com reporte direto e independente ao Conselho de Administração. Adicionalmente, o Regulamento do Comitê de Ética em conjunto com a diretriz nº 36 do Código de Conduta Ética do Grupo CPFL definem as atribuições e responsabilidades dos membros do COMET e da CPD, dentre as quais destacamos:

- a) o número de membros será definido pelo Conselho de Administração da CPFL;
- b) de acordo com a proposta da Diretoria Executiva, aprovada pelo Conselho de Administração, o Comitê será composto por Diretores Vice-presidentes e, ao menos, por um membro externo ao quadro de profissionais da CPFL, com mandato de dois anos, sendo permitida a recondução. O auditor interno participará como ouvinte do Comitê;
- c) o Comitê será dirigido por um presidente e por um vice-presidente, a quem cabe substituir o presidente em caso de ausência ou impedimento, sendo ambos indicados dentre os profissionais da CPFL escolhidos para participar do Comitê;
- d) o Comitê decidirá sobre as denúncias de violação do Código e orientará sobre aplicação de suas normas por meio de campanhas de divulgação, resposta a consultas e emissão de súmulas;
- e) a estrutura e o funcionamento do Comitê serão estabelecidos em regimento interno aprovado pela Diretoria Executiva da CPFL, por proposta do Comitê; e
- f) o Conselho de Administração da CPFL Energia substituirá o Comitê em suas atribuições nos casos de violação das diretrizes do Código cometidos por membros do Comitê, da Diretoria Executiva ou do Conselho de Administração.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

O Código de Conduta Ética do Grupo CPFL é o guia orientador do Programa de Integridade que contém os princípios, valores e compromissos éticos, de integridade e de transparência que devem ser observados indistintamente por todos os colaboradores em suas atividades, incluídos os membros: (i) do Conselho de Administração, (ii) dos Conselhos e Comitês de Assessoramento, e (iii) da Diretoria Executiva, bem como demais gestores e partes relacionadas. Salienta-se ainda, que o referido normativo passou por um processo de aprovação que abrange a mais alta instância executiva do Grupo CPFL, quais sejam as agendas de RD (Reunião de Diretoria) e RCA (Reunião do Conselho de Administração), e está disponível em ambiente de amplo e público acesso através do site institucional do Grupo CPFL, através do link: <https://ri.cpfl.com.br/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>

5.3 Programa de integridade

Além disso, em 2023 o Código de Conduta Ética para Fornecedores foi revisado e republicado - normativo derivado e sujeito ao Código de Conduta Ética do Grupo CPFL supramencionado, mas que tem um direcionamento específico para o público de fornecedores e prestadores de serviços, visando assegurar a compatibilidade entre os valores da cadeia de suprimentos e aqueles disseminados pelo Grupo CPFL. Referido normativo está disponível no site institucional através do link: <https://www.grupocpfl.com.br/fornecedores/interesse-em-fornecer>.

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O âmbito de aplicação do Código de Conduta Ética e do Código de Conduta Ética para Fornecedores abrange tanto colaboradores e gestores internos quanto o público externo de fornecedores e partes relacionadas ao Grupo CPFL, conforme previsto na diretriz nº 13 “Responsabilidade pelo cumprimento dos valores e das diretrizes definidos no Código de Conduta Ética (Código)”. Além disso, o estabelecimento do Programa de Integridade, do Comitê de Ética e Conduta Empresarial e da Comissão de Processamento de Denúncias visam monitorar, justamente, o cumprimento das diretrizes éticas do Grupo CPFL em todos os níveis a partir de uma abordagem “*tone at the top*”.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

O Código de Conduta Ética, em suas diretrizes nº 13, “e” e 37, “d”, estabelece a possibilidade de aplicação de medidas disciplinares como consequência de condutas não alinhadas ou praticadas em violação às diretrizes do Código. Cabe ao Comitê de Ética e Conduta Empresarial, após análise do relatório de investigação de denúncia, e deliberação quanto à procedência da denúncia, a recomendação de aplicação de medida disciplinar ao(à) colaborador(a) denunciado(a), sendo a dosimetria da medida disciplinar sugerida pelo Comitê e a aplicação realizada em conformidade com os procedimentos do normativo de Medidas Disciplinares e Ressarcimento de Danos (GED 17055).

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

O Código de Conduta Ética está na sua 5ª versão e foi aprovado em Reunião de Conselho de Administração em 20 de abril de 2023, estando disponível no site institucional do Grupo CPFL em local de público acesso, através do link: <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica>.

b. se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

i. se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros

O Canal de Ética do Grupo CPFL é gerenciado por uma empresa externa independente (Contato Seguro), contratada para recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões), e está disponível 24 horas por dia, todos os dias da semana, através dos links: <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/canal-de-etica> e <https://www.contatoseguro.com.br/cpflenergia>, do e-mail: eticacpfl@contatoseguro.com.br, do telefone 0800 601 8670, e do aplicativo da Contato Seguro acessível tanto para dispositivos Android através da Google Play Store, como equipamentos iOS via Apple Store.

ii. se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados

O Canal de Ética está aberto à apresentação de registros por todos os públicos de relacionamento das empresas do Grupo CPFL.

5.3 Programa de integridade

iii. se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé

O Canal de Ética assegura a integridade e confidencialidade das informações e do registro apresentado, bem como o anonimato dos usuários, e atribui um número de identificação (protocolo) que permite ao usuário o acompanhamento do status do registro. Adicionalmente, o Grupo CPFL proíbe qualquer prática de retaliação contra relatos realizados de boa-fé, conforme previsto no Código de Conduta Ética, na Política Anticorrupção, na instrução do Programa de Integridade e no Regimento de Comitê de Ética, e reforçado no sítio eletrônico em que o Canal está divulgado (link: <https://www.contatoseguro.com.br/cpflenergia>).

iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

O Grupo CPFL possui o COMET e CPD que contam com a participação de membros da alta administração e da diretoria executiva, e que foram implantados para gestão do processo de investigação e avaliação das denúncias recebidas dos colaboradores e demais públicos de relacionamento do Grupo CPFL.

c. número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

Inexistem casos confirmados desta natureza nos últimos 3 (três) exercícios sociais.

d. caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não se aplica.

5.4 Alterações significativas

5.4. Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos:

Em relação ao último exercício social findo em 31 de dezembro de 2022, não houve alterações significativas nos riscos acompanhados pela Companhia em 2023, bem como na Política de Gestão Corporativa de Riscos.

5.5 Outras informações relevantes

5.5. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há informações que a Companhia julgue relevante em relação aos itens anteriores que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
ESC Energia S.A.						
15.146.011/0001-51	Brasil	Não	Não	27/06/2019		
Não						
234.086.204	20,315	0	0,000	234.086.204	20,315	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
State Grid Brazil Power Participações S.A.						
26.002.119/0001-97	Brasil	Não	Sim	27/06/2019		
Não						
730.435.698	63,392	0	0,000	730.435.698	63,392	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
Ordinária Classe A	730,435,698	100.000	63.392	63.392		
AÇÕES EM TESOURARIA						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
187.732.538	16,293	0	0,000	187.732.538	16,293	
TOTAL						

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa	CPF/CNPJ			
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
1.152.254.440	100,000	0	0,000	1.152.254.440	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
ESC Energia S.A.				15.146.011/0001-51		
State Grid Brazil Power Participações S.A.						
26.002.119/0001-97	Brasil	Não	Não	23/01/2017		
Não						
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid Brazil Power Participações S.A.				26.002.119/0001-97		
International Grid Holdings Limited						
11.823.391/0001-60	Ilhas Virgens (Britânicas)	Não	Sim	14/08/2018		
Sim	Não aplicável		Juridica		00.000.000/0000-00	
29.347.106.729	100,000	0	0,000	29.347.106.729	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
Top View Grid Investment Limited						
11.823.389/0001-91	Ilhas Virgens (Britânicas)	Não	Não	28/03/2017		
Sim	Não aplicável		Juridica		00.000.000/0000-00	
1	0,000	0	0,000	1	0,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa	CPF/CNPJ			
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid Brazil Power Participações S.A.				26.002.119/0001-97		
29.347.106.730	100,000	0	0,000	29.347.106.730	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
International Grid Holdings Limited				11.823.391/0001-60		
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50	China	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Não aplicável		Juridica	00.000.000/0000-00		
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Top View Grid Investment Limited				11.823.389/0001-91		
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50	China	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Não aplicável		Juridica	00.000.000/0000-00		
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid International Development Limited				12.906.328/0001-50		
STATE GRID INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED CO, LTD						
18.022.960/0001-18	China	Não	Sim	28/02/2024		
Sim	Não aplicável		Juridica	00.000.000/0000-00		
20.132.519.765	100,000	0	0,000	20.132.519.765	14,881	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
STATE GRID OVERSEAS INVESTMENT (EUROPE) LIMITED						
00.000.000/0000-00	China	Não	Não	28/02/2024		
Sim	Não aplicável		Juridica	00.000.000/0000-00		
0	0,000	39.106.668.700	33,960	39.106.668.700	28,906	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
STATE GRID OVERSEAS INVESTMENT, LTD						
00.000.000/0000-00	China	Não	Não	28/02/2024		
Sim	Não aplicável		Juridica	00.000.000/0000-00		
0	0,000	76.049.728.210	66,040	76.049.728.210	56,213	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid International Development Limited				12.906.328/0001-50		
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
20.132.519.765	100,000	115.156.396.910	100,000	135.288.916.675	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
STATE GRID INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED CO, LTD				18.022.960/0001-18		
STATE GRID CORPORATION OF CHINA						
00.000.000/0000-00	China	Não	Sim	28/02/2024		
Não						
8.364.937.989	100,000	0	0,000	8.364.937.989	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
8.364.937.989	100,000	0	0,000	8.364.937.989	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
STATE GRID OVERSEAS INVESTMENT, LTD				00.000.000/0000-00		
STATE GRID CORPORATION OF CHINA						
00.000.000/0000-00	China	Não	Sim	31/07/2017		
Não						
100	100,000	0	0,000	100	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
100	100,000	0	0,000	100	100,000	

6.3 Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	26/04/2024
Quantidade acionistas pessoa física	118.271
Quantidade acionistas pessoa jurídica	5.294
Quantidade investidores institucionais	1.257

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantidas em tesouraria

Quantidade ordinárias	187.732.538	16,293%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	187.732.538	16,293%

6.4 Participação em sociedades

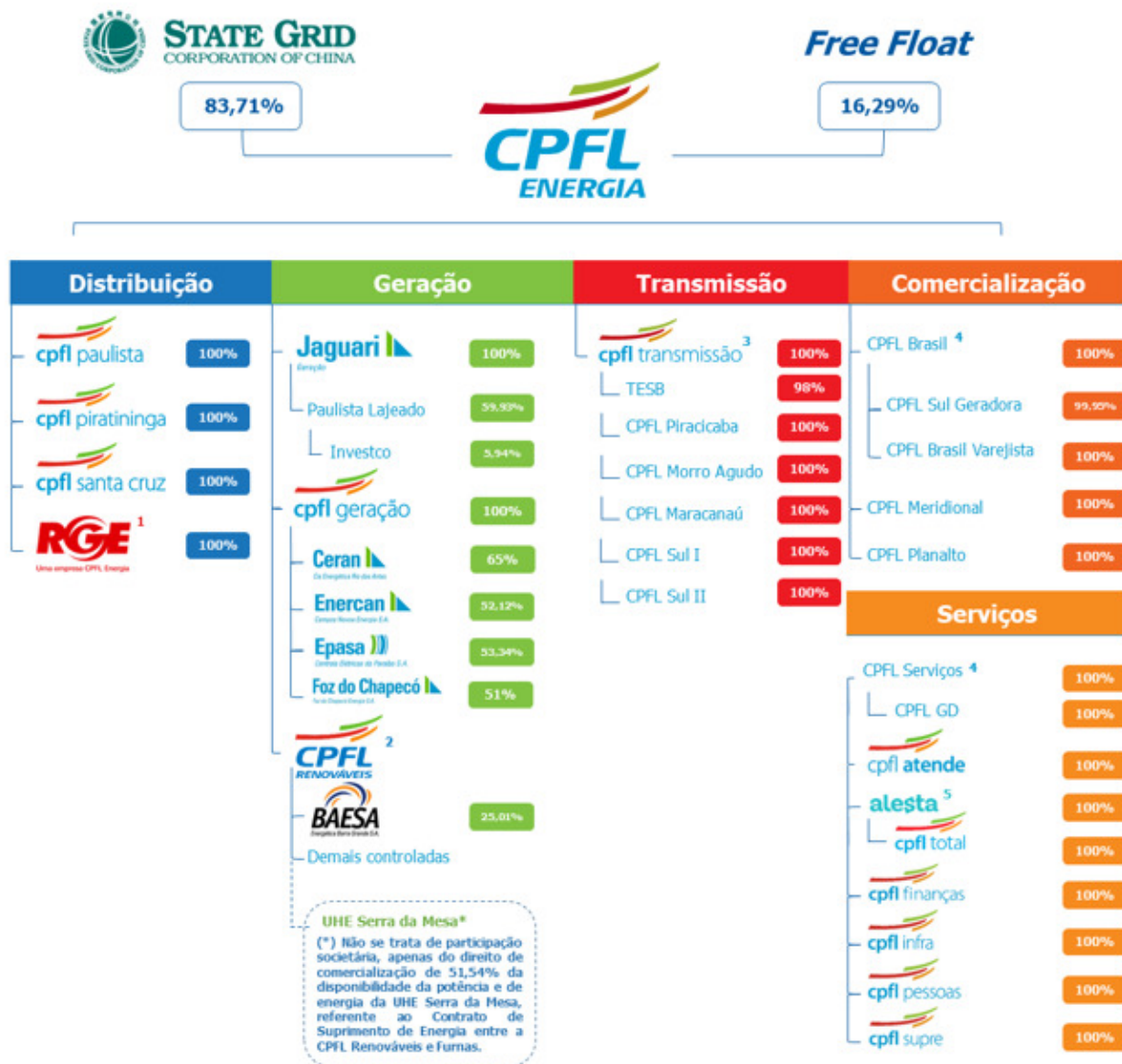
Razão social	CNPJ	Participação do emisor (%)
ALESTA SOCIEDADE DE CRÉDITO DIRETO S.A. ("ALESTA")	38.316.293/0001-93	100
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("Clion")	04.785.914/0001-66	100
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")	53.859.112/0001-69	100
COMPANHIA JAGUARI GERAÇÃO DE ENERGIA ("CPFL JAGUARI GERAÇÃO")	07.137.154/0001-79	100
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	33.050.196/0001-88	100
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	04.172.213/0001-51	100
CPFL ATENDE CENTRO DE CONTATOS E ATENDIMENTOS LTDA. ("CPFL ATENDE")	09.606.475/0001-09	100
CPFL COMERCIALIZAÇÃO BRASIL S.A. ("CPFL BRASIL")	04.973.790/0001-42	100
CPFL Finanças	34.047.930/0001-12	100
CPFL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. ("CPFL GERAÇÃO")	03.953.509/0001-47	100
CPFL Infra	08.971.542/0001-13	100
CPFL PLANALTO LTDA. ("CPFL PLANALTO")	02.150.562/0001-47	100
CPFL RENOVÁVEIS S.A. E SUBSIDIÁRIAS DA CPFL RENOVÁVEIS	08.439.659/0001-50	49,15

6.4 Participação em sociedades

Razão social	CNPJ	Participação do emisor (%)
CPFL SERVIÇOS, EQUIPAMENTOS, INDÚSTRIA E COMÉRCIO S.A. ("CPFL SERVIÇOS")	58.635.517/0001-37	100
CPFL Supri	34.049.289/0001-55	100
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	12.116.119/0001-03	100
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda. ("CPFL Pessoas")	34.050.376/0001-22	100
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	02.016.440/0001-62	89,01
TI NECT SERVIÇOS DE INFORMÁTICA ("TI NECT")	21.114.494/0001-05	100

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico

6.5. Inserir organograma dos acionistas do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando:



Base: 26/04/2024

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%).

6.6 Outras informações relevantes

6.6. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 6.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

7. Assembleia geral e administração

7.1 Descrever as principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal do emissor, identificando:

a. principais características das políticas de indicação e preenchimento de cargos, se houver, e, caso o emissor a divulgue, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado

A Companhia possui uma Política de Nomeação para Membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Comitês de Assessoramento cujo objetivo é definir os procedimentos, diretrizes e critérios que deverão ser observados pela Companhia no processo de indicação de membros do Conselho de Administração, seus Comitês de Assessoramento e da Diretoria Executiva da Companhia, em alinhamento com as melhores práticas de governança e de mercado. O documento está disponível no site de Relações com Investidores da Companhia por meio do link: <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=eih/7p4McSi83BrPfQFtxA==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>.

b. se há mecanismos de avaliação de desempenho, informando, em caso positivo:

i. a periodicidade das avaliações e sua abrangência

O Regimento Interno do Conselho de Administração e o Regimento Interno do Conselho Fiscal preveem que, anualmente, o Presidente do respectivo órgão, com o auxílio da Secretaria de Governança Corporativa, deverá encaminhar aos seus membros um questionário de avaliação para ser preenchido individualmente pelos conselheiros. Os resultados compilados desta avaliação são posteriormente divulgados a todos os Conselheiros, com o objetivo de aprimorar cada vez mais o desempenho desses órgãos.

Além disso, em 2023 o mesmo processo de avaliação foi realizado junto aos membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração e aos membros da Diretoria Executiva com o objetivo de melhorar continuamente a atuação de tais órgãos.

A autoavaliação abrange 5 dimensões referente aos órgãos em si, conforme aplicável: (a) cumprimento do mandato em conformidade com as responsabilidades e propósito/atribuições do órgão; (b) composição e estrutura, avaliando se o conjunto de competências do órgão é adequado para cumprir sua missão, bem como se a estrutura de comitês está adequada para apoiar o Conselho em sua tomada de decisões; (c) processo e estrutura de apoio, analisando se os processos e estruturas de apoio disponíveis para o órgão atuam de maneira efetiva para o sucesso do negócio; (d) dinâmica e eficácia, avaliando como os membros atuam como grupo na tomada de decisões, se interagem uns com os outros e com os demais níveis gerenciais de maneira efetiva; e (e) quão efetiva é a contribuição do órgão referente aos temas nos quais é envolvido.

No que diz respeito aos aspectos individuais sobre a contribuição de cada membro para o funcionamento do órgão colegiado, o questionário traz: (a) questões referentes a contribuições individuais, nas quais são analisados questionamentos e recomendações feitos pelos membros individualmente; (b) engajamento e participação; e (c) competências individuais e perfil.

Destacamos que o tamanho, a estrutura, o mandato, o processo decisório e a composição do Conselho foram consideradas eficazes, uma vez que apresentam uma diversidade de habilidades que, quando combinadas, permitem uma compreensão abrangente dos desafios organizacionais, facilitando a participação dos membros do Conselho de Administração em processos de melhoria contínua, consolidando o compromisso da companhia com as melhores práticas de governança corporativa.

Os resultados e as oportunidades de melhoria quando identificadas são avaliados, e o Conselho de Administração poderá, se necessário, estabelecer planos de ação, como a realização de reuniões e/ou treinamentos para aprimorar o funcionamento dos órgãos. Com base no resultado da avaliação e como indicado na metodologia descrita abaixo no item (ii), o resultado foi “acima do esperado” e não resultou a necessidade de estabelecer planos de ação.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados nas avaliações

Os membros dos órgãos de governança recebem um questionário de autoavaliação composto de afirmações que devem ser classificadas em notas de 1 a 5, sendo 5 a melhor pontuação e 1 a pior. Além das afirmações, os membros também têm a possibilidade de incluir qualquer comentário ou sugestão acerca das atividades do órgão ao qual pertencem.

Uma vez preenchidos, os questionários são analisados pela Secretaria de Governança Corporativa e a média ponderada é calculada. As pontuações são então classificadas em três níveis: (i) Pontos Positivos (média ponderada igual ou superior ao correspondente à 7.5); (ii) Pontos de Atenção (média ponderada entre ao correspondente à 7.4 e 5); e (iii) Pontos de Melhoria (média ponderada inferior ao correspondente à 5). Os critérios utilizados na autoavaliação estão estritamente relacionados às dimensões de análise do órgão colegiado e dos membros individualmente, descritas no item acima (b.i).

iii. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

Não aplicável, tendo em vista que não houve qualquer solicitação dos membros nesse sentido referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

c. regras de identificação e administração de conflitos de interesses

O Presidente da Assembleia deverá zelar pelo cumprimento das melhores práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia, tais como o Código de Melhores Práticas do IBGC e as Diretrizes de Governança Corporativa. O Código de Melhores Práticas do IBGC prevê que o acionista que, por qualquer motivo, tiver interesse conflitante com o da organização em determinada deliberação:

- deve comunicar imediatamente o fato e abster-se de participar da discussão e da votação dessa matéria;
- se estiver representando terceiros, só deve ser autorizado a votar caso o instrumento de mandato tenha sido dado por um acionista não conflitado e expresse, explicitamente, qual o voto a ser proferido, devendo abster-se de participar da discussão; e
- caso o acionista mandatário também possua conflito ou a procuração não seja explícita com relação ao voto a ser proferido, ele não deve ser autorizado a participar e votar, ainda que representando o terceiro.

Ademais, destaca que a pessoa que não é independente em relação à matéria em discussão ou deliberação deve manifestar, tempestivamente, seu conflito de interesses ou interesse particular. Caso não o faça, outra pessoa deve manifestar o conflito, caso dele tenha ciência. Tão logo identificado conflito de interesses em relação a um tema específico, a pessoa envolvida deve afastar-se, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações.

O Presidente da Assembleia deve igualmente zelar para o cumprimento do art. 115 da Lei das S.A., que reforça que o acionista deve exercer o direito a voto no interesse da companhia e aponta restrições e penalidades aos acionistas que eventualmente agirem de forma contrária.

O Regimento Interno do Conselho de Administração e as Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia, além de preverem a abstenção de qualquer membro do Conselho na parte da reunião em que o conflito de interesse, real ou potencial, seja considerado, também atribuem como dever do órgão a prevenção e administração das situações de conflito de interesses particulares dos membros da Administração e empregados, visando assegurar que o interesse da Companhia prevalece sobre quaisquer outros. O assunto é coberto também pelo Regimento Interno da Diretoria Executiva, que atribui a esse órgão de decisão colegiada de prevenção e administração das situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões, devendo assegurar a prevalência do interesse da Companhia.

d. por órgão:

i. número total de membros, agrupados por identidade autodeclarada de gênero

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Órgão da Administração	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere Não Responder	Não se aplica
Diretoria	1	7	0	0	0	0
Conselho de Administração – Efetivos	1	5	0	0	1	0
Conselho de Administração – Suplentes	0	0	0	0	0	0
Conselho Fiscal – Efetivos	0	1	0	0	2	0
Conselho Fiscal – Suplentes	0	0	0	0	3	0
Total de Membros	2	13	0	0	6	0

ii. número total de membros, agrupados por identidade autodeclarada de cor ou raça

Órgão da Administração	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígenas	Prefere Não Responder	Não se aplica
Diretoria	1	5	0	1	0	1	0
Conselho de Administração – Efetivos	2	2	0	0	0	3	0
Conselho de Administração – Suplentes	0	0	0	0	0	0	0
Conselho Fiscal – Efetivos	0	0	0	0	0	3	0
Conselho Fiscal – Suplentes	0	0	0	0	0	3	0
Total de Membros	3	7	0	1	0	10	0

iii. número total de membros agrupados por outros atributos de diversidade que o emissor entenda relevantes

	Até 30 anos	De 31 a 50 anos	Acima de 50 anos	Prefere Não Responder
Diretoria	0	4	4	0
Conselho de Administração – Efetivos	0	1	5	1
Conselho de Administração – Suplentes	0	0	0	0
Conselho Fiscal – Efetivos	0	1	0	2
Conselho Fiscal – Suplentes	0	0	0	3
Total de Membros	0	6	9	6

e. se houver, objetivos específicos que o emissor possua com relação à diversidade de gênero, cor ou raça ou outros atributos entre os membros de seus órgãos de administração e de seu conselho fiscal

A Política de Nomeação para membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Comitês estabelece que as indicações devem considerar, na medida do possível, que a composição do órgão seja adequada ao porte e às necessidades da Companhia, observando, ainda, diversidade de conhecimento, de experiências de pessoas plurais, tais como Pessoas com Deficiência, mulheres, LGBTQIAP+, pessoas negras e de diferentes gerações e nacionalidades, a fim de permitir que a Companhia se beneficie dos diferentes pontos de vista em um debate efetivo no processo de tomada de decisão de qualidade. Por fim, a Companhia possui uma Norma de Diversidade, Equidade e Inclusão, a qual tem como objetivo definir os procedimentos e diretrizes que deverão ser observados para garantir um ambiente de trabalho que represente cada vez mais a pluralidade da nossa sociedade, de maneira adequada ao segmento, em todas as áreas e níveis da organização. Visa também orientar a criação de uma cultura cada vez mais acolhedora, onde as diferenças, mais do que respeitadas, sejam catalizadoras da nossa capacidade de gerar energia que movimenta, em alinhamento com as melhores práticas de mercado.

f. papel dos órgãos de administração na avaliação, gerenciamento e supervisão dos riscos e oportunidades relacionados ao clima

O Grupo CPFL está entre os líderes em geração de energia elétrica de fonte renovável no Brasil e é um agente importante para a infraestrutura do país. Sendo assim, o Grupo está comprometido com a transição para uma

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

economia de baixo carbono e enfrenta o desafio das mudanças climáticas com senso de urgência, responsabilidade e determinação.

O alcance dos objetivos do Grupo envolve diversas instâncias de governança e, anualmente, a Diretoria Executiva, o Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG e o Conselho de Administração acompanham a implementação do Plano ESG 2030, que traz novas diretrizes e estratégias para que possamos fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos. Desdobrado em 23 compromissos públicos, o objetivo do Plano ESG 2030 é impulsionar a transição para uma forma mais sustentável, segura e inteligente de produzir e consumir energia, maximizando os nossos impactos positivos na sociedade. Destaque para três compromissos ligados diretamente ao tema Mudanças Climáticas: Gerar energia 100% renovável até 2030; Ser carbono neutro a partir de 2025, reduzindo 35% das emissões dos escopos 1, 2 e 3 até 2030; e Oferecer soluções de baixo carbono para nossos clientes, com metas anuais de receitas da venda de selos de energia renovável e de créditos de carbono.

Além do reporte aos órgãos internos de governança, divulgamos anualmente o monitoramento dos compromissos parte do Plano ESG 2030 no Relatório Anual de Sustentabilidade da Companhia.

Para mais informações sobre o Relatório Anual de Sustentabilidade do Grupo CPFL e sua jornada contra as mudanças climáticas, acesse, respectivamente, os seguintes links:
<https://cpfl.riprisma.com/Download.aspx?Arquivo=b00U2J29IKdugAaDoFdqvg==> /
<https://cpfl.riprisma.com/Download.aspx?Arquivo=HnWht8E6WDWvPSgQxf/ouA==>.

7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Quantidade de membros por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Preferê não responder
Diretoria	1	7	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	1	5	0	0	1
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	0	1	0	0	2
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	0	0	3
TOTAL = 21	2	13	0	0	6

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Preferê não responder
Diretoria	1	5	0	1	0	0	1
Conselho de Administração - Efetivos	2	2	0	0	0	0	3
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	0	0	0	0	0	0	3
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	0	0	0	0	3
TOTAL = 21	3	7	0	1	0	0	10

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

7.2. Em relação especificamente ao conselho de administração, indicar:

O Conselho de Administração da CPFL Energia é um órgão colegiado, composto por um mínimo de 5 (cinco) e no máximo 9 (nove) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. Dentre seus membros, deverá haver, no mínimo, 2 (dois) ou 20% (vinte por cento) de conselheiros independentes, o que for maior, em linha com o disposto no Regulamento do Novo Mercado da B3 e no Estatuto Social da Companhia, devendo ser expressamente declarados como tais na ata da Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerado conselheiro independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos Parágrafos 4º e 5º da Lei das S.A.

Dentre os membros do Conselho de Administração, é eleito, na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos referidos membros, um Presidente. Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente (ou principal executivo) da Companhia não podem ser exercidos pela mesma pessoa.

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 7 (sete) membros, dos quais 2 (dois) são considerados independentes.

O Conselho de Administração é um órgão deliberativo colegiado responsável por determinar as diretrizes estratégicas da Companhia e de suas subsidiárias e afiliadas, bem como por proteger o objeto social e o sistema de governança. Além do Regimento Interno, suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia e nas Diretrizes de Governança Corporativa.

a. órgãos e comitês permanentes que se reportem ao conselho de administração

O Conselho de Administração é assessorado, de acordo com o Regulamento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia ("Regulamento Comitês"), por 5 (cinco) comitês, sendo eles: (i) Comitê de Auditoria; (ii) Comitê de Partes Relacionadas; (iii) Comitê de Pessoas; (iv) Comitê de Finanças e Gestão de Riscos; (v) Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG, sendo que o Comitê de Auditoria possui Regimento Interno próprio. O Conselho pode, a qualquer tempo e dentro dos limites estabelecidos no Regulamento Interno, criar Comissões para assessorá-lo.

De acordo com o Regulamento Comitês, cada Comitê é composto por pelo menos 3 (três) membros efetivos e até 3 (três) membros suplentes, que poderão substituir qualquer um dos membros efetivos. O Comitê de Partes Relacionadas não contará com membro suplente, devendo ter em sua composição maioria de membros independentes, de acordo com definição do Regulamento do Novo Mercado. O mandato dos membros é de 2 (dois) anos e a organização das reuniões, bem como incumbências de cada Comitê estão estabelecidos no Regulamento Interno, disponível no site de RI da Companhia.

Já o Comitê de Auditoria, de acordo com disposição de seu regimento interno próprio, é formado por 3 (três) membros, sendo que pelo menos 1 (um) deve ser membro independente do Conselho de Administração e ao menos 1 (um) deve possuir reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária. O mandato dos membros é de 2 (dois) anos e a organização das reuniões, bem como as suas incumbências estão estabelecidas no Regimento Interno, no site de RI da Companhia.

Para mais informações, acesse os Regimentos Internos dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia através do seguinte link: <https://cpfl.riprisma.com/Download.aspx?Arquivo=J8HliToQoDPVrRjTkpvvRg==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==>.

b. de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

O Conselho de Administração avalia o trabalho da auditoria independente por meio de reports e esclarecimentos. Os serviços de extra-auditoria são submetidos à aprovação prévia do Conselho de

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

Administração e do Comitê de Auditoria da Companhia, com a declaração dos auditores de sua independência e da ausência de impedimentos para a realização dos trabalhos contratados.

Na 461ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de dezembro de 2021, foi aprovada a Política de Contratação de Auditores Independentes, a qual pode ser consultada no website de Relação com Investidores da Companhia: <https://cpfl.riprisma.com/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==>.

c. se houver, canais instituídos para que questões críticas relacionadas a temas e práticas ESG e de conformidade cheguem ao conhecimento do conselho de administração

O Conselho de Administração toma conhecimento de questões críticas relacionadas a temas e práticas ESG por meio dos reportes dos seus Comitês de Assessoramento, especialmente Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG e Comitê de Auditoria.

7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal

Funcionamento do conselho fiscal: Permanente

Nome	Antonio Kandir	CPF:	146.229.631-91	Passaporte:		Nacionalidade:	Brasil	Profis são:	Engenheiro	Data de Nascimento:	02/05/1953
-------------	----------------	-------------	----------------	--------------------	--	-----------------------	--------	--------------------	------------	----------------------------	------------

Experiência Profissional: Formado em Engenharia Mecânica de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), Mestre em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e Doutor em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Foi Ministro de Estado do Planejamento e Orçamento, Deputado Federal atuando também como relator da reforma da Lei das S.A. de 2001, tendo, entre outros avanços que promoveu no campo da Governança Corporativa, por sua iniciativa, promovido a autonomia da CVM, Presidente do Conselho Nacional de Desestatização, Governador Brasileiro no BID, Secretário Especial de Política Econômica, Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).

Atualmente, participa de conselhos de administração das empresas (i) CSU Cadsystem, empresa prestadora de serviços de alta tecnologia (desde 2014); (ii) Comiex Empreendimentos e Participações Ltda., uma sociedade gestora de investimentos (desde 2017); (iii) Vibra Agroindustrial S.A., uma companhia avícola (desde 2015); (iv) a AEGEA Saneamento e Participações S.A., uma empresa de saneamento (desde 2014); (v) MRV Engenharia e Participações S.A., uma empresa de construção (desde 2018); e (vi) INTER & CO, INC, uma companhia do setor financeiro (desde 2023). Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. Sr. Antônio Kandir também é Membro do Comitê de Partes Relacionadas e do Comitê de Auditoria da CPFL Energia.

O Sr. Antonio Kandir também possui experiências profissionais sobre o tema ESG, visto que exerce suas atividades na AEGEA, empresa que desenvolve e implementa práticas de gestão responsável dos recursos hídricos em todas as suas operações, promoção de eficiência hídrica, tratamento de água e esgoto, sendo considerada a Melhor do ESG 2023. Ademais, tendo sido Ministro do Planejamento e Orçamento desenvolveu competências em assuntos relacionados às mudanças climáticas, questões socioambientais e inovação.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	28/04/2023	Até AGO 2025	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		28/04/2023	Sim	16/02/2017

Nome Claudia Elisa de Pinho Soares **CPF:** 005.639.287-78 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administradora **Data de Nascimento:** 23/03/1968

Experiência Profissional: Conselheira Certificada por Experiência (CCA+) pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Formada em Administração de Empresas pela PUC-RJ, com MBA em Business pelo INSEAD (França) e MBA em Recursos Humanos pela FIA, com vários cursos de extensão e certificações internacionais em Harvard, MIT, Kellogg, Tavistock Institute (UK), Wholebeing Institute, INSEAD, IoD (UK) e IBGC. Claudia tem mais de 30 anos de experiência profissional, tendo sido CEO e ocupado posições C-Level em Finanças, Gestão de Performance (TQC), Recursos Humanos, Sustentabilidade, Marketing, Planejamento Estratégico, M&A e Desenvolvimento de Novos Negócios, nas seguintes empresas: AmBev (17 a), GPA (4 a), Via (1 a), Votorantim Cimentos (3 a), FNAC (1 a) e Grupo NC/ EMS (2 a). Há 11 anos atua em Conselhos de Administração e Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração (Comitê de Auditoria, Comitê de Estratégia e Head de Comitês de Pessoas, de Inovação e de Sustentabilidade) em empresas como Tupy, Even, Totvs e Arezzo&Co. Atualmente é membro independente dos seguintes Conselhos de Administração: Camil Alimentos, BP SP (Benificência Portuguesa SP) e Grupo Cassol. Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações da CPFL Energia. Claudia contribui para a Criação de Valor por meio de sua experiência nos temas de ESG (transição energética, mudanças climáticas, atuação nas comunidades e práticas de responsabilidade social e de governança), Inovação e Ecossistemas de Negócios, Diversificação e Parcerias, Customer Experience, Expansão e alinhamento global, Desenvolvimento de Lideranças e Times, Saúde Mental, Transformação cultural, Turnaround de negócios, M&A e Integração de Aquisições, Definição de KPIs/OKRs e Sistemas de Incentivo/Remuneração. Declara que não esteve sujeita, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspensa ou inabilitada para prática de atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	26/04/2024	Até AGO 2025	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		26/04/2024	Sim	26/04/2024

Nome Daobiao Chen **CPF:** 239.983.548-40 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administrador **Data de Nascimento:** 20/09/1968

Experiência Profissional: Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Huazhong University of Science and Technology (1986-1990) e mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology (2003-2005). Iniciou sua carreira em 1990, no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Nanjing Electric Power Company, onde atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor do Departamento de Operações (2004-2005) e Vice- Presidente (2005-2007). Também foi Vice-Presidente da Lianyungang Electric Power Company (2007-2008), Presidente da Huaian Electric Power Company (2008- 2009) e da Nantong Electric Power Company (2009-2011), Vice-Presidente Sênior da State Grid Shanghai Electric Power Company (2011-2015) e Vice-Diretor Geral do Departamento de Construção da State Grid Corporation of China (2015-2016). Em 2016 foi Diretor Vice-Presidente do Setor de Informação Econômica para Organização do Desenvolvimento e Cooperação Global da Energy Interconnection, e depois VicePresidente da State Grid International Development Co., Ltd. Foi conselheiro da CPFL Energia (2017-2018). Foi também Diretor Executivo da HK Electric Investments Limited e The Hongkong Electric Company (HEC) e Co-Gerente Geral (Transmissão e Distribuição) da (HEC) (2018-2022). Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	28/04/2023	Até AGO 2025	Presidente do Conselho de Administração		28/04/2023	Sim	11/08/2022

Nome Flavio Henrique Ribeiro **CPF:** 276.489.428-79 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administrador **Data de Nascimento:** 02/06/1979

Experiência Profissional: Executivo com 27 anos de experiência em áreas como Digital, TI, Infraestrutura, Operador Logístico, Facilities/Utilities, Operação de Negócios, Engenharia, BPO, Centro de Serviços Compartilhados e RH. Carreira desenvolvida em países como Chile, Peru, Argentina, Colômbia, México e Brasil. Atualmente responsável por desenvolver e executar a estratégia de todas as áreas de TI, Digital, Centro de Serviços Compartilhados, bem como por manter a operação e governança de todas estas áreas e processos. Também responsável por monitorar e gerenciar através de KPI's e controles 24/7 hs todas as operações críticas dos negócios do Grupo CPFL. Conhecimento e gestão de todos os sistemas, subsistemas e processos de todas as áreas de Suporte aos negócios, mudança e implantação de processos, desenvolvimento e implementação de estratégia de todas as respectivas áreas, implantação de indicadores chave de desempenho (KPIs) e BSC para toda empresa e grupo. Possui também conhecimento em digitalização, automação e implementação de 100% das plataformas de atendimento ao cliente e funcionários em nuvem (Cloud), desenvolvimento e implementação fim-a-fim de Fintech, Customer Experience e soluções de pagamento eletrônico (Cartão de crédito, PIX, etc.).
Definição de estratégia de médio e longo prazo para toda frota do Grupo CPFL focado na eletrificação da frota e montagem da rede de Eletropostos para todo grupo, com o objetivo de termos parte da frota Operacional eletrificada até 2030. Definição e seleção dos fornecedores com critérios de sustentabilidade e definição de score para cada um dos parceiros. Definição do plano estratégico para os novos prédios, Subestações e Estacoes avançadas com conceito 100% sustentável para todo grupo (todas as novas construções a partir de 2021 já levam o selo de 100% sustentável). Trabalho com parceiros de tecnologia como Microsoft, buscando soluções sustentáveis de data center e servidores.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial	11/05/2023	Sim	09/05/2019

Nome Futao Huang **CPF:** 239.777.588-37 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 28/02/1971

Experiência Profissional: Graduado pela Beijing Electric Power College (atualmente Beijing Jiaotong University) em Engenharia de Comunicação de Sistemas de Energia e Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Shandong. Começou sua carreira na State Grid Group em 1992. Em 2003 se tornou gerente do Departamento de Marketing da Shandong Nuclear Power Engineering Co. Ltd em Shenzhen; Engenheiro Chefe da Renewable Energy Company of Shandong Luneng Group Co., Ltd. em 2010; Vice-Presidente da Shenzhen Energia International Trade Co., Ltd. em 2015; Diretor do escritório na Austrália da Shandong Luneng Group Co., Ltd. em 2016; e Diretor e Vice-Presidente da CPFL Renováveis em 2017. A partir de 2020, o Sr. Futao Huang se tornou Vice-Presidente de Estratégia e acumulou a Vice-presidência Executiva da CPFL Energia, Vice-Presidente da SGBP, membro do Conselho de Administração da CPFL Geração, CPFL Renováveis e Instituto CPFL.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	11/05/2023	Sim	13/05/2021

Nome Gustavo Estrella **CPF:** 037.234.097-09 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administrador **Data de Nascimento:** 11/03/1974

Experiência Profissional: Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) e possui MBA em Finanças pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC-RJ). Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Desde 2001 atua no Grupo CPFL Energia, onde construiu uma sólida carreira ocupando os cargos de Gerente de Planejamento Econômico-Financeiro, Diretor de Relações com Investidores, Diretor de Planejamento e Controladoria, além de ter sido Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores. No início de 2019, Gustavo assumiu o cargo de Presidente do Grupo CPFL Energia. Como principais destaques de sua gestão, liderou o retorno da empresa ao mercado de capitais em 2019, consolidando-a como uma das maiores empresas no mercado de distribuição entre os estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Minas Gerais e Paraná. Na comercialização é uma das líderes no mercado livre e no segmento de Geração é a terceira maior agente privada do País, com um portfólio baseado em fontes limpas e renováveis. Em 2020, recebeu o Prêmio Equities Deal of the Year 2020 – Americas concedido pela publicação The Banker, divisão do jornal britânico Financial Times, devido ao sucesso do Re-IPO da CPFL Energia em 2019, que levantou R\$ 3,7 bilhões com a venda de ações no mercado de capitais. Além disso também esteve à frente do processo de fechamento de capital da CPFL Renováveis. Gustavo é também Presidente do Conselho de Administração do Instituto CPFL e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia, da ABDIB-Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base e do ONS-Operador Nacional do Sistema Elétrico. Além disso, como porta-voz do ODS 3, é embaixador do programa "Liderança com ImPacto", uma iniciativa do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU). Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria e Conselho de Administração	28/04/2023	Até AGO 2025 / 2 anos - até nova eleição pela RCA	Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente		28/04/2023	Sim	31/01/2019

Nome Gustavo Pinto Gachineiro **CPF:** 247.699.058-23 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Advogado **Data de Nascimento:** 29/04/1971

Experiência Profissional: Formado em Direito pela Universidade de São Paulo em 1993, possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas em 2007. Atuou como Advogado na Bardella S/A Indústrias Mecânicas de 1995 a 1997 e na Promon Eletrônica de 1997 a 1999. Foi Gerente Jurídico da Stiefel Laboratories em 1999, Diretor Jurídico da AT&T Brazil de 1999 a 2003 e Diretor Jurídico da Elucid (Grupo Rede) em 2003. Na Global Village Telecom (GVT), atuou de 2003 a 2008 como Diretor Jurídico, de 2008 a 2012 como Vice-Presidente Jurídico e de RH (provisório) e de 2012 a 2015 como Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais. Após a aquisição da GVT pelo Telefonica Group, atuou como Vice-Presidente de Assuntos Corporativos da Telefonica Brasil S/A (Vivo) de 2015 a 2017. Foi eleito Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais da CPFL Energia em 2017 e Vice-Presidente do Conselho de Administração do Instituto CPFL. Em 2018 assumiu a posição de membro do Conselho Consultivo da ABDIB.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais	11/05/2023	Sim	09/05/2019

Nome Karin Regina Luchesi **CPF:** 219.880.918-45 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheira de Produção **Data de Nascimento:** 28/10/1976

Experiência Profissional:

Formada em Engenharia de Produção de Materiais pela Universidade Federal de São Carlos e com MBA Executivo em Finanças pelo Insper. Possui, ainda, MBA em Inovação Estratégica pela HSM, Especialização em Direito da Energia pela Universidade Candido Mendes e Leading Change and Organizational Renewal em Stanford e é Conselheira certificada pelo IBGC.

Iniciou sua carreira em 2000 já atuando no Setor Elétrico, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Está na CPFL desde setembro de 2001, tendo atuado durante sete anos como Gerente do Departamento de Gestão de Contratos de Compra e Venda de Energia. Em junho de 2011 assumiu a Diretoria de Comercialização de Energia da Distribuição, tendo de janeiro a maio de 2014 respondido pela Diretoria de Planejamento Energético e Gestão de Energia, entre outras atribuições, sendo responsável pela gestão e controle do risco energético das empresas do grupo CPFL. Em 05 de maio de 2014 assumiu o cargo de Presidente da CPFL Geração, atuando também como responsável pela Segurança de Barragens das respectivas usinas, ocupando também cargo de Diretora Estatutária da CPFL Transmissão. Ocupou, ainda, durante maio de 2014 e maio de 2015 o cargo de Presidente do Conselho de Administração das empresas CERAN, FOZ DO CHAPECÓ e ENERCAN. Desde maio de 2014 é Presidente do Conselho de Administração da EPASA. Em maio de 2015, foi eleita a Vice-Presidente de Operações de Mercado da CPFL Energia. Ainda, ocupa a Presidência do Conselho de Administração da CPFL Geração, do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e do Conselho de Administração da CPFL Transmissão.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	11/05/2023	Sim	06/05/2015

Nome LI RUIIJUAN **CPF:** 065.511.207-33 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profis são:** Contadora **Data de Nascimento:** 16/09/1983

Experiência Profissional: Graduada em Contabilidade pela Changsha University of Science & Technology (2002-2006). Graduada em MBA pela West Texas A&M University (2020-2022). Atuou como Analista Comercial pela State Grid Gu Yuan Electric Power Company (2006-2010) e Especialista Administrativa pela State Grid Gu Yuan Electric Power Company (2010-2012). De 2012 a 2017 atuou no Departamento de Finanças, Contabilidade, Engenharia e de Infraestrutura da State Grid Gu Yuan Electric Power Company. De 2017 a 2018 foi Especialista do Departamento de Auditoria da State Grid International Development Limited. Desde 2018 atua como Coordenador do Departamento de Finanças e Ativos da State Grid Brazil Holding. Desde 2022, atua como Diretora Assistente do Departamento de Finanças e Ativos da State Grid Brazil Holding. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	26/04/2024	Até AGO 2025	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		26/04/2024	Sim	30/04/2021

Nome Liu Yanli **CPF:** 000.000.000-00 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administradora **Data de Nascimento:** 10/09/1975

Experiência Profissional: Graduada em Ciências da Computação pela Universidade de Finanças e Economia Hunan em 1998 e Mestrado em contabilidade pela Universidade de Xiamen em 2006. Ela é certificada pela Associação de Oficial de Contadores Certificados (ACCA) e pelo Instituto Chinês de Contadores Públicos (CPA). A Sra. Liu Yanli é atualmente Vice Presidente Executiva e Diretora Financeira (CFO) da State Grid International Development Co., Ltd. Ela também é Conselheira da CDP RETI S.p.A. na Itália, Conselheira da State Grid Intenacional Australia Development Co., LTD. e membro do comitê de Auditoria e Compliance da SGSP (Australia) Assets PTY LTD, a partir de 2022 tornou-se membro do comitê de interpretações da IFRS. A Sra. Liu também possui mais de 20 (vinte) anos de experiência profissional internacional em M&A, investimento e financiamento e operações de companhias listadas. Nos últimos 10 (dez) anos, a Sra. Liu liderou o time de investimento e financiamento completando com sucesso diversos projetos de M&A e "green faithful" na Itália, Austrália, Portugal, Brasil, Hong Kong e Grécia. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	28/04/2023	Até AGO 2025	Conselho de Administração (Efetivo)		28/04/2023	Sim	12/05/2022

Nome Luis Henrique Ferreira Pinto **CPF:** 029.352.408-47 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro Eletricista **Data de Nascimento:** 26/03/1961

Experiência Profissional: Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos. cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), e em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP); e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria, na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia, exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação; Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão; Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL; Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Paulista e CPFL Piratininga; Diretor Executivo da RGE; Diretor Presidente da RGE; Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga. Em maio de 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas da CPFL Energia, responsável pelo negócio de Distribuição do Grupo e Presidente dos Conselhos de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE.

Ao longo da carreira foi: Representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETOBRAS; Participou na definição da configuração das empresas para a privatização do Setor de Distribuição no Estado de São Paulo; Responsável pela integração e reestruturação operacional da distribuidora CPFL Piratininga (2001); Representante das distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE no grupo de trabalho para Oferta de Ações da CPFL Energia, na Bolsa de Valores de São Paulo e de Nova Iorque (Initial Public Offering - IPO); Coordenador do Grupo de Perdas Técnicas na Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE); Professor do Curso de Perdas Técnicas no Setor Elétrico na Fundação COGI; Comandou a integração e reestruturação da distribuidora RGE (2006) e RGE Sul (2016); Comandou os agrupamentos das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguariúna, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Leste Paulista (2017) e das duas distribuidoras RGE e RGE Sul em 2018; Membro do Conselho Diretor da ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica) desde 2017 e Membro do Conselho de Administração da CPFL Transmissão desde 2021. Tendo também participado de estudos específicos para a adequação e resiliência das redes elétricas, preparação da logística frente as mudanças climáticas, planejamento das redes elétricas, construção de novas subestações e linhas de transmissão considerando os efeitos ambientais e sócio econômicos.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas	11/05/2023	Sim	06/05/2015

Nome Luiz Claudio Gomes do Nascimento **CPF:** 001.408.237-35 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administrador **Data de Nascimento:** 15/04/1973

Experiência Profissional: Graduado em Administração pela Cândido Mendes University (1995). Pós-graduado em Finanças - Engenharia Econômica e Gestão Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ (1997). Master in Business Administration pela IBMEC (2001). Gestão Empresarial - COPPEAD - UFRJ (2013). O Sr. Luiz Cláudio tem mais de 25 anos de experiência financeira nos setores bancário, de serviços e industrial, atuando na Tesouraria, Áreas de Planejamento Financeiro, Controladoria e Contabilidade, bem como experiência significativa em gestão de ativos e dívidas: empréstimos, investimentos, câmbio, garantias, seguro, hedge cambial e de commodities, contas a pagar, cobranças, cobrança e análise de crédito transações. Foi Analista Financeiro Sênior no Banco Boavista InterAtlântico S.A. de 1994 a 2000. Atuou como Coordenador de Tesouraria e Finanças da TNL Contax S/A de 2001 a 2006. Trabalhou como gerente financeiro da Nexan Ficap S/A de 2007 a 2009. Trabalhou como Gerente de Tesouraria e Finanças da Eneva S/A de 2010 a 2015. Na sequência ele atuou como gerente financeiro geral e depois Vice-Diretor financeiro da Belo Monte Transmissora de Energia S.A., de 2015 a 2018. Teve uma passagem como Diretor Financeiro pelo Othon Group S.A. em 2018, retornando a Belo Monte Transmissora de Energia S.A. em 2019. Atualmente, o Sr. Luiz Cláudio Gomes do Nascimento é membro titular do Conselho Fiscal da Belo Monte Transmissora de Energia S.A e atua como Gerente de Investimentos e Finanças da State Grid Brazil Holding S.A., desde 2019. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	26/04/2024	Até AGO 2025	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		26/04/2024	Sim	30/04/2021

Nome Marcio Prado **CPF:** 275.181.668-10 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administrador **Data de Nascimento:** 02/03/1977

Experiência Profissional: Sr. Márcio Prado se formou em engenharia de produção pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 2001, tendo apresentado trabalho de formatura denominado "Um modelo de avaliação de empresas do setor de telefonia celular no Brasil" orientado pelo prof. Reinaldo Pacheco da Costa. Em 2004, Márcio concluiu seu mestrado em Economia na PUC-Rio tendo defendido tese com o tema "Uma Análise empírica para a estrutura a termo da taxa de juros brasileira" orientado pelo prof. Franklin de Oliveira Goncalves. Márcio atuou como analista de empresas na corretora do banco Credit Suisse entre 2000 e 2001 focado no setor de telecomunicações. De 2005 a 2013, Márcio atuou na corretora do banco Santander com foco em análise e avaliação de empresas dos setores de eletricidade, de saneamento e de gás. Entre 2014 e 2017, Márcio atuou como analista do setor de infraestrutura na corretora do banco Goldman Sachs. Durante seu período como analista, Márcio recebeu diversos prêmios/ reconhecimentos de mercado por suas análises (prêmio Broadcast de melhor "stock picker" do Brasil, rankings Institucional Investor como um dos melhores analistas da América Latina, prêmio Thomson Reuters como analista com melhores projeções na América Latina). Nesse período, Márcio foi palestrante em diversas conferências setoriais com destaque para a ANEEL+15 (conferência em comemoração aos 15 anos da Aneel). Desde 2017, Márcio tem atuado como analista e co-gestor de fundos de investimentos, tendo sido sócio-fundador da gestora Miles Capital em 2017. Atualmente, Márcio é analista e co-gestor dos fundos de ações da Vinland Capital. Márcio possui as licenças CNPI e CGA-20 da ANBIMA e é um gestor de carteiras reconhecido pela CVM. Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	26/04/2024	Até AGO 2025	C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas			Não	

Nome Rafael Alves Rodrigues **CPF:** 166.309.958-80 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administrador **Data de Nascimento:** 26/07/1973

Experiência Profissional: Sócio e co-gestor da Evolve Capital. Com mais de 15 anos de experiência com investimentos em empresas listadas e de capital fechado, Rafael investiu em mais de 80 empresas no Brasil, possuindo um sólido conhecimento de contabilidade, valuation e estruturação de negócios. Participou de diversos Conselhos de Administração e Fiscal, tendo uma abordagem ativista colaborativa com as empresas do portfólio, com o objetivo principal de gerar valor para os acionistas. Rafael ocupou os cargos de Diretor de Renda Variável, Diretor do Comitê Executivo e Private Equity na Rio Bravo Investimentos, além de ter sido Diretor de Investimentos no Banco Inter. Graduado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas (EAESP/FGV) em 2002 e possui a certificação Chartered Financial Analyst (CFA) desde 2011. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	26/04/2024	Até AGO 2025	C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas		26/04/2024	Não	26/04/2024

Nome Vinicius Nishioka **CPF:** 025.099.447-03 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Contador **Data de Nascimento:** 08/10/1976

Experiência Profissional: Bacharel em Ciências Contábeis pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e Direito pela Universidade Gama Filho, com especialização pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (FIPECAFI) e MBA em Gestão de Negócios pelo IBMEC-RJ. Professor de MBA em Gestão de Negócios com ênfase no Setor Elétrico – IBMEC-RJ (2020-2021). Experiência em finanças, tributos, mercado de capitais, planejamento e orçamento, contabilidade e auditoria, com passagens em empresas multinacionais como KPMG e CARGILL. Sólidos conhecimentos sobre o setor elétrico brasileiro adquiridos em mais de 25 anos de atuação, tendo participado de importantes projetos na ANEEL (suporte à fiscalização em processos de revisão tarifária, anuência prévia, análise de recomposição tarifária e variação de itens da “Parcela A” no período de racionamento de energia), bem como em diversas empresas de energia, como: LIGHT, TAESA, ENEL, ENDESA, EDF, Grupo ELETROBRÁS, ENERGISA, CEMIG, CPFL e NEOENERGIA. Em 2016, juntou-se ao grupo State Grid para estruturar e liderar o departamento financeiro na construção do Bipolo de Ultra Alta Tensão 800kV em Corrente Contínua (Xingu Rio Transmissora de Energia). Ao final do projeto, passou a atuar como Diretor Financeiro Adjunto na State Grid Brazil Holding e, desde 2021, é Diretor Adjunto de Planejamento Estratégico e Desenvolvimento de Negócios. Dentre as atividades no grupo State Grid, destaque para liderança de temas relevantes como o plano de negócios do projeto do bipolo Xingu Rio, captação de recursos de mais de 5 bilhões de reais para financiar o referido projeto e elaboração do plano estratégico do grupo com relevante abordagem ESG, detalhada em capítulo específico e contendo diversas iniciativas correlatas. Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	26/04/2024	Até AGO 2025	C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador		26/04/2024	Sim	27/07/2020

Nome Vitor Fagali de Souza **CPF:** 260.735.068-99 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administrador **Data de Nascimento:** 13/04/1977

Experiência Profissional: Graduado em Administração de Empresa pela PUCCAMP e MBA em finanças pela FGV e CFA Charterholder pelo CFA Institute. Participou dos programas executivos da Singularity University e da Ohio University. Analista de investimentos certificado pela CVM / APIMEC (CNPI) e Conselheiro Independente pelo IBGC. Executivo com mais de 20 anos de experiência na área financeira e no setor elétrico. Ingressou na CPFL Energia em 2003, foi eleito Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios em janeiro de 2020, atuou como Diretor de Planejamento e Controle de 2013 a dezembro de 2019, e antes ocupou diferentes posições nas áreas de análise de investimentos, relação com Investidores e planejamento financeiro. Foi Conselheiro da Vivest (Entidade Fechada de Previdência Privada) entre 2018 e 2020. Participou de importantes projetos como a aquisição da CEEE-T, o IPO da CPFL Energia em 2004 e o Re-IPO em 2019, o IPO da CPFL Renováveis em 2013 e a respectiva OPA em 2018, além da implantação do Orçamento Base Zero. Iniciou sua carreira como auditor contábil na Arthur Andersen / Deloitte onde atuou por 4 anos antes de ingressar na CPFL Energia.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios	11/05/2023	Sim	13/05/2021

Nome WANG KEDI **CPF:** 050.180.008-56 **Passaporte:** PE3090483 **Nacionalidade:** China **Profis são:** Contadora **Data de Nascimento:** 26/07/1979

Experiência Profissional: A Sra. Wang Kedi graduou-se na Universidade de Suffolk com Mestrado em Ciências Contábeis em 2006. Também possui Mestrado em Artes pela Universidade Estatal do Arizona e bacharelado pela Universidade de Lanzhou. Iniciou a sua carreira em contabilidade pública. Trabalhou na Miller Wachman LLP de 2006 a 2009 como auditora sênior. Em 2009, entrou para a State Grid International Development Co., Ltd. como gerente do Departamento Financeiro. Trabalhou na National Grid Corporation of the Philippines de 2010 a 2013 como consultora financeira no Departamento de Tesouraria. De 2014 a 2021, a Sra. Wang atuou no Departamento Financeiro e, de 2021 a 2024, no Departamento de Investimento e Financiamento da State Grid International Development Co., Ltd, ambos na função de chefe de departamento. Recebeu certificados do American Institute of Certified Public Accountant (AICPA) e do American Institute of Chartered Financial Analyst (CFA). Tem mais de 15 anos de experiência em contabilidade pública, relatórios financeiros, orçamento, tesouraria, gestão tributária, bem como em fusões e aquisições. A Sra. Wang tem amplo conhecimento e experiência de trabalho na indústria de serviços públicos, uma vez que desempenhou um papel importante na aquisição e operação de uma variedade de investimentos em energia eléctrica e ativos energéticos no Brasil, Austrália, Filipinas, Itália, Portugal e Chile.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	08/08/2024	Até AGO 2025	Conselho de Administração (Efetivo)		08/08/2024	Sim	08/08/2024

Diretoria	07/11/2024	Até nova eleição por RCA	Diretor Presidente / Diretor de Relações com Investidores	07/11/2024	Sim	07/11/2024
-----------	------------	--------------------------	---	------------	-----	------------

Nome Zhang Ran **CPF:** 063.980.997-96 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Contadora **Data de Nascimento:** 23/02/1983

Experiência Profissional: Graduada em Contabilidade e Finanças pela London South Bank University (2002-2004) e mestre em Contabilidade na Beijing Technology and Business University. Gerente do Departamento de Ativos Financeiros da China Electric Power Technology Import and Export Corporation (2009-2010), sendo responsável pela contabilidade e pelo controle de custos deste setor. De 2010 a 2012, foi a responsável pelo Planejamento Tributário e Controle de Riscos Internos da State Grid International Development Co., Ltd, onde também foi a responsável pela consolidação contábil e pelo controle de custos do Departamento de Ativos Financeiros (2012-2016). Foi Diretora Financeira da BELO MONTE TRAN. DE ENERGIA SPE S.A. (2016-2018). Foi Diretora do Departamento de Ativos Financeiros da State Grid Brazil Holding S.A. (2018-2023). Atualmente, ela é Diretora Adjunta do Departamento de Investimentos e Financiamento na State Grid International Development Co.,Ltd. Ela é certificada pela The Association Of Chartered Certified Accountants. Declara que não esteve sujeita, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspensa ou inabilitada para prática de atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	26/04/2024	Até AGO 2025	C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador		26/04/2024	Sim	16/02/2017

Nome Zhao Yumeng **CPF:** 239.777.708-88 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administrador **Data de Nascimento:** 28/08/1973

Experiência Profissional: Graduado em Instrumentos Eletromagnéticos e Medição pela Huazhong University of Science and Technology em 1994. Possui mestrado em Sistemas Elétricos de Energia e Automação pela Hefei University of Technology e MBA pela Royal Melbourne Institute of Technology. Iniciou sua carreira em 1994 no Setor de Energia Elétrica do Grupo State Grid. Ocupou o cargo de chefe do Departamento de Marketing da Hefei Power Supply Company de 2004 a 2006, se tornou gerente do Departamento de Marketing da State Grid Anhui Electric Power Company em 2006, Vice gerente geral da Xuancheng Power Supply Company de 2006 a 2013, Gerente Geral da Chuzhou Electric Power Company de 2009 a 2013 e Gerente Geral da Anqing Power Supply Company de 2013 a 2016. De 2016 a 2017, foi o Presidente Assistente da State Grid International Development Co. Ltd. Ainda, foi membro do Conselho de Administração e Diretor da CPFL Energia de 2017 a 2020. Atualmente, Yumeng Zhao ocupa os cargos de Gerente Geral da State Grid Chile Holding SpA, Presidente do Conselho de Administração da Chilquinta Energia S.A. e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia. Durante o MBA na Royal Melbourne Institute of Technology, Mr. Yumeng Zhao realizou cursos relacionados à Gestão de Riscos Energéticos e Inovação. Durante o mestrado na Hefei University of Technology, realizou cursos associados à inovação e tecnologias emergentes. Em suas experiências profissionais na Xuancheng Power Supply Company, Chuzhou Electric Power Company e na CPFL Energia, dedicou-se à prática e implementação de tecnologias emergentes.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	28/04/2023	Até AGO 2025	Conselho de Administração (Efetivo)		28/04/2023	Sim	16/09/2021

7.4 Composição dos comitês

Nome: Antonio Kandir **CPF:** 146.229.631-91 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 02/05/1953

Experiência Profissional:

Formado em Engenharia Mecânica de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), Mestre em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e Doutor em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Foi Ministro de Estado do Planejamento e Orçamento, Deputado Federal atuando também como relator da reforma da Lei das S.A. de 2001, tendo, entre outros avanços que promoveu no campo da Governança Corporativa, por sua iniciativa, promovido a autonomia da CVM, Presidente do Conselho Nacional de Desestatização, Governador Brasileiro no BID, Secretário Especial de Política Econômica, Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).

Atualmente, participa de conselhos de administração das empresas (i) CSU Cadsystem, empresa prestadora de serviços de alta tecnologia (desde 2014); (ii) Comiex Empreendimentos e Participações Ltda., uma sociedade gestora de investimentos (desde 2017); (iii) Vibra Agroindustrial S.A., uma companhia avícola (desde 2015); (iv) a AEGEA Saneamento e Participações S.A., uma empresa de saneamento (desde 2014); (v) MRV Engenharia e Participações S.A., uma empresa de construção (desde 2018); e (vi) INTER & CO, INC, uma companhia do setor financeiro (desde 2023). Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. Sr. Antônio Kandir também é Membro do Comitê de Partes Relacionadas e do Comitê de Auditoria da CPFL Energia.

O Sr. Antonio Kandir também possui experiências profissionais sobre o tema ESG, visto que exerce suas atividades na AEGEA, empresa que desenvolve e implementa práticas de gestão responsável dos recursos hídricos em todas as suas operações, promoção de eficiência hídrica, tratamento de água e esgoto, sendo considerada a Melhor do ESG 2023. Ademais, tendo sido Ministro do Planejamento e Orçamento desenvolveu competências em assuntos relacionados às mudanças climáticas, questões socioambientais e inovação.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	12/05/2022	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Partes Relacionadas		12/05/2022	Sim	12/05/2022
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	12/05/2022	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Auditoria		12/05/2022	Sim	12/05/2022

Nome: Carlos Victor Pereira Sicard Cyrino **CPF:** 218.684.308-04 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 12/11/1979

Experiência Profissional:

Formado em Engenharia pela Universidade de São Paulo - USP em 2003 e possui MBA em Finanças Corporativas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV em 2009. Em 2011, participou de um programa de trainee na CPFL, onde também obteve sua certificação como Six Sigma Master Black Belt. O Sr. Cyrino conta com mais de 15 anos de experiência em Tesouraria. Ingressou na CPFL como estagiário em 2003 na Diretoria Financeira, onde ocupou diferentes cargos, desde Analista Financeiro até Coordenador na Mesa de Operações e Mercado de Capitais. Em 2015, foi nomeado Gerente de Tesouraria, supervisionando Seguros Corporativos, Análise de Crédito, Cobrança, Contas a Pagar, Gestão de Fluxo de Caixa e Contratos Financeiros. Em 2019 ocupou a Diretoria de Relações com Investidores, cargo que ocupa atualmente, sendo responsável por toda a interação com o mercado local e internacional, educando e atualizando os investidores sobre o desempenho e a estratégia de longo prazo da empresa, proporcionando controle, transparência, agilidade e competitividade que garantam o retorno esperado para seus acionistas no curto, médio e longo prazos. Nesta época participou do Re-IPO da CPFL Energia, que levantou R\$ 3,7 bilhões com a venda de ações no mercado de capitais. Além disso também participou ativamente no processo de fechamento de capital da CPFL Renováveis. Cyrino também tem protagonismo na participação do processo de Inclusão da CPFL Energia em índices de Sustentabilidade do mercado financeiro local e global, tais como: ISE B3, ICO², IDIVERSA, MSCI, FTSE4Good. Cyrino também é membro efetivo do Conselho Fiscal de Foz do Chapecó e membro efetivo do Comitê de Finanças e Gestão de Riscos da CPFL Energia e responsável pela apresentação em eventos ESG da CPFL para o mercado de capitais e analistas locais e internacionais.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Chai Jiyong **CPF:** 239.885.748-48 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro Eletricista **Data de Nascimento:** 12/06/1985

Experiência Profissional: Possui experiência de trabalho em educação e indústria de energia. A carreira começou na Huazhong University of Science and Technology (HUST) em 2007, atuou como professor, responsável pelo ensino e assuntos estudantis, em seguida, em conjunto com a SGCC Hubei Power Company em 2012, trabalhou no Instituto de Economia e Tecnologia e no departamento de governança corporativa, ocupou cargos de engenheiro de planejamento de sistemas de energia, analista de energia e economia, secretário de alta administração e vice-diretor do departamento de governança corporativa, respectivamente. Principalmente focado em planejamento de sistemas de energia, análise de desenvolvimento de rede de energia, pesquisa de investimento em construção de sistema de distribuição, serviço abrangente e administração. Ingressou na CPFL Energia em 2017, atuando nos departamentos de Governança Corporativa, Comunicação, Auditoria Interna, Suprimentos e Desenvolvimento de Negócios.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	09/05/2024	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		09/05/2024	Sim	09/05/2024

Nome: Claudia Elisa de Pinho Soares **CPF:** 005.639.287-78 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administradora **Data de Nascimento:** 23/03/1968

Experiência Profissional:

Conselheira Certificada por Experiência (CCA+) pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Formada em Administração de Empresas pela PUC-RJ, com MBA em Business pelo INSEAD (França) e MBA em Recursos Humanos pela FIA, com vários cursos de extensão e certificações internacionais em Harvard, MIT, Kellogg, Tavistock Institute (UK), Wholebeing Institute, INSEAD, IoD (UK) e IBGC. Claudia tem mais de 30 anos de experiência profissional, tendo sido CEO e ocupado posições C-Level em Finanças, Gestão de Performance (TQC), Recursos Humanos, Sustentabilidade, Marketing, Planejamento Estratégico, M&A e Desenvolvimento de Novos Negócios, nas seguintes empresas: AmBev (17 a), GPA (4 a), Via (1 a), Votorantim Cimentos (3 a), FNAC (1 a) e Grupo NC/ EMS (2 a). Há 11 anos atua em Conselhos de Administração e Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração (Comitê de Auditoria, Comitê de Estratégia e Head de Comitês de Pessoas, de Inovação e de Sustentabilidade) em empresas como Tupy, Even, Totvs e Arezzo&Co. Atualmente é membro independente dos seguintes Conselhos de Administração: Camil Alimentos, BP SP (Benificência Portuguesa SP) e Grupo Cassol. Nenhuma das referidas empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações da CPFL Energia. Claudia contribui para a Criação de Valor por meio de sua experiência nos temas de ESG (transição energética, mudanças climáticas, atuação nas comunidades e práticas de responsabilidade social e de governança), Inovação e Ecossistemas de Negócios, Diversificação e Parcerias, Customer Experience, Expansão e alinhamento global, Desenvolvimento de Lideranças e Times, Saúde Mental, Transformação cultural, Turnaround de negócios, M&A e Integração de Aquisições, Definição de KPIs/OKRs e Sistemas de Incentivo/Remuneração. Declara que não esteve sujeita, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspensa ou inabilitada para prática de atividade profissional ou comercial.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	09/05/2024	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Partes Relacionadas		09/05/2024	Sim	09/05/2024
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	09/05/2024	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Auditoria		09/05/2024	Sim	09/05/2024

Nome: Daniel Fleury Van Der Molen **CPF:** 340.412.428-60 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 07/10/1985

Experiência Profissional:

Executivo com vasta experiência no setor energético brasileiro, atuou tanto na indústria (CPFL Energia e CPFL Renováveis) quanto no segmento de boutique de investimentos (Estater e Horizon). Ao longo de sua carreira, liderou com sucesso diversos projetos de M&A, bem como criou unidades de negócios e desenvolveu diversos projetos relacionados à geração de energia (hídrica, eólica e solar), transmissão, distribuição e outras áreas correlatas. Nestas funções, foi responsável pela supervisão de todas as fases dos projetos, desde a prospecção e due diligence, ao financiamento, avaliação, negociação e integração da fusão/aquisição. Do ponto de vista acadêmico, é formado em Economia pela Universidade de São Paulo (USP), fez especializações em Harvard (EUA) e na Universidade de Groningen (NL) e tem um MBA Executivo na IESE School.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	13/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		12/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Daobiao Chen **CPF:** 239.983.548-40 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 20/09/1968

Experiência Profissional:

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Huazhong University of Science and Technology (1986-1990) e mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology (2003-2005). Iniciou sua carreira em 1990, no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Nanjing Electric Power Company, onde atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor do Departamento de Operações (2004-2005) e Vice-Presidente (2005-2007). Também foi Vice-Presidente da Lianyungang Electric Power Company (2007-2008), Presidente da Huaian Electric Power Company (2008-2009) e da Nantong Electric Power Company (2009-2011), Vice-Presidente Sênior da State Grid Shanghai Electric Power Company (2011-2015) e Vice-Diretor Geral do Departamento de Construção da State Grid Corporation of China (2015-2016). Em 2016 foi Diretor Vice-Presidente do Setor de Informação Econômica para Organização do Desenvolvimento e Cooperação Global da Energy Interconnection, e depois Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd. Foi conselheiro da CPFL Energia (2017-2018). Foi também Diretor Executivo da HK Electric Investments Limited e The Hongkong Electric Company (HEC) e Co-Gerente Geral (Transmissão e Distribuição) da (HEC) (2018-2022). Declara que não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil e/ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	09/05/2024	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Finanças e Riscos	09/05/2024	Sim	09/05/2024
----------------	----------------------------	------------	---	-----------------------------	------------	-----	------------

Nome: FU ZHANGYAN **CPF:** 239.866.048-63 **Passaporte:** PE1783682 **Nacionalidade:** China **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 25/05/1973

Experiência Profissional: Atuou na State Grid Yingda International Holdings Group Co., Ltd., uma subsidiária da State Grid no ano de 2011 até 2016. Pelo período de 2011 até 2014 trabalhou como Gerente em Gerenciamento de Risco, de 2014 até 2015 foi Gerente Sênior e Superviso de 2015 até 2016. Ingressou na State Grid International Development em 2017 como membro da Diretoria Executiva da CPFL Brasil. Ainda, foi eleito como membro da diretoria executiva da CPFL Geração em 2019.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski **CPF:** 285.123.398-02 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Advogado **Data de Nascimento:** 06/08/1980

Experiência Profissional: Gustavo Sablewski é Diretor Jurídico da CPFL Energia S.A, graduado em Direito pela PUC/Campinas, pós-graduado em Direito Tributário pela Escola Superior de Advocacia da OAB, possui também MBA em Gestão de Negócios em Tributação e Contabilidade pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atuou como Gerente Jurídico Estratégico por 12 anos em empresas do mercado de energia e como palestrante em eventos pela AMCHAM/RJ, IBC Brasil e outras. Atuou como Gerente Jurídico Estratégico para a CPFL Energia de 2014 a 2017, tendo sido nomeado Diretor Jurídico em maio de 2017. Nenhuma das entidades citadas integram o grupo econômico da Companhia ou são controladas por acionistas da Companhia que detenham participação, direta ou indireta, igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. Gustavo Sablewski não esteve sujeito, nos últimos 5 anos, a qualquer condenação criminal, a qualquer condenação em processo administrativo da CVM, ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer., também não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos do Anexo A da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Han Mingzhi **CPF:** 240.791.968-81 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 05/05/1984

Experiência Profissional: Graduada em contabilidade, com mestrado em contabilidade profissional e comércio pela Universidade de Sidney, Austrália. Atuou como contadora na State Grid de 2009 a 2017. Responsável por relatórios financeiros e análise de performance executiva nas subsidiárias do Brasil e das Austrália. Ingressou no grupo CPFL em 2017 como Diretora da CPFL Brasil e, em 2019, foi eleita Diretora Financeira e de Relacionamento com Investidores da CPFL Piratininga.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Jun Qi **CPF:** 900.741.938-21 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 18/11/1972

Experiência Profissional: Formou-se em economia pela Universidade de Finanças e Economia de Tianjin. Trabalhou em diferentes entidades e organizações, como Conselheiro Adjunto do departamento de Desenvolvimentos de Negócios e Estratégia da State Grid International Development Co., Ltd, de janeiro de 2020 a março de 2022, Head do departamento de Desenvolvimento de Negócios da REN (Redes Energéticas Nacionais, Portugal) de maio de 2012 a dezembro de 2019. Em abril de 2022, assumiu a posição de Diretor Executivo Comercial Adjunto da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	09/05/2024	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		09/05/2024	Sim	09/05/2024

Nome: Liu Yunwei **CPF:** 239.777.718-50 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Advogado **Data de Nascimento:** 24/07/1969

Experiência Profissional:

Graduou-se em Direito Internacional pela Jilin University School of Law em 1991, na China, onde concluiu o seu mestrado em direito no ano de 2001. Atuou como consultor jurídico da Jilin Nobel Electric Power Industry Group Company, na qual fornecia opiniões jurídicas referentes a questões jurídicas da sociedade. Ele também trabalhou como diretor jurídico na State Grid's Jilin Province Electric Power Company Limited, responsável pela gestão de todas as questões jurídicas, incluindo questões relacionadas a regulamentações do setor elétrico e M&A. Além disso, foi especialista em processos judiciais da State Grid Corporation of China, e membro da Comissão de Supervisão e Administração dos advogados da State Grid. Ao longo de sua carreira, também participou da compra da concessionária filipina National Transmission Corporation. Desde 2019, exerce cargo de vice-presidente da State Grid Brazil Power Participações S/A.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Partes Relacionadas		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Rafael Lazzaretti **CPF:** 312.219.028-14 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 30/11/1983

Experiência Profissional:

Rafael trabalhou na empresa de consultoria Roland Berger de 2006 a 2009 como consultor de estratégia. Foi responsável pela execução de vários projetos nos setores de serviços financeiros e energia, com foco em planejamento estratégico, revisão de processos e reestruturação organizacional. Desde 2009 na CPFL Energia, Rafael atuou em diferentes posições gerenciais. Até 2013, ele era Gerente de Estratégia, coordenando e preparando o Plano Estratégico da holding da CPFL e de seus negócios, bem como sua implementação através de projetos e do desdobramento das metas de curto prazo dos executivos da empresa. Rafael também atuou como Gerente de Inovação, liderando os principais projetos de inovação e P&D da empresa (como Telhados Solares, Mobilidade Elétrica, Armazenamento e CPFL Inova, o programa de inovação aberta e aproximação de startups da empresa), e como Diretor de Estratégia e Inovação, sendo responsável pelo desenvolvimento, implementação e monitoramento do Plano Estratégico, e projetos de inovação e eficiência energética do Grupo, bem como gerenciamento de riscos de energia. Atualmente, Rafael é Diretor Comercial das Distribuidoras da CPFL, sendo responsável por todo o relacionamento com os clientes, incluindo o atendimento e a experiência do cliente (com ações de digitalização), o faturamento, a gestão de inadimplência e a gestão de perdas comerciais. Rafael também é membro do Conselho Fiscal do Instituto CPFL e foi membro do Comitê de Gestão de Recursos Humanos, órgão de assessoria ao Conselho de Administração da CPFL Energia S.A., de 12 de maio de 2022 a 11 de maio de 2023.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Renato Povia **CPF:** 349.960.218-02 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 12/05/1986

Experiência Profissional:

Graduado em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e com 3 especializações em inovação (HSM, IDEO-U e Stanford). Iniciou sua carreira profissional em consultoria estratégica (Roland Berger 2009-2011), transferiu-se para a CPFL Energia onde atuou como Consultor Interno (2012-2014), Gerente de Estratégia (2014-2017), Gerente de Inovação (2017-2020), Diretor de Estratégia e Inovação (2020-2023) e Diretor de RH, cargo que ocupa desde março de 2023.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Ricardo Florence dos Santos **CPF:** 812.578.998-72 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 26/12/1955

Experiência Profissional:

O Sr. Ricardo Florence dos Santos, atuou como membro independente do Conselho de Administração da Movida Aluguel de Carros S.A. (2016-2023). É membro do Conselho Fiscal da Marfrig desde 2020 e dos Conselhos Consultivos das empresas ATMO e BENCORP. Exerce na MOVIDA o cargo de membro do comitê de Auditoria Estatutário. Atuou como Vice-Presidente de Finanças (CFO) da Marfrig Global Foods S.A entre 2013 e 2016, como Diretor Estatutário de Relações com Investidores entre 2007 e 2014 e como membro dos Conselhos Fiscais da CPFL Energia e sua controlada CEEE-T entre 2017 e 2022. Engenheiro químico formado pela Escola Politécnica da USP e em Administração de Empresas pela Universidade Mackenzie, tem MBA em Estratégia e Finanças pelo IBMEC-SP. Atuou anteriormente no Grupo Pão de Açúcar por 16 anos (1984-2000) em diversos cargos como Diretor de Planejamento Estratégico, Financeiro e Diretor Estatutário de Relações com Investidores. Foi também responsável pelas áreas de RI da UOL Inc. (Grupo Folha de São Paulo – 2000/2001) e Brasil Telecom (2005-2007). Atuou em diversos processos de abertura de capital, fusões, aquisições e vendas de ativos nas empresas em que trabalhou. Participou dos Conselhos de Administração do Grupo Pão de Açúcar (1995-1999), UOL – Grupo Folha (2001) e IBRI – Instituto Brasileiro de Relações com Investidores (1998-2001 e 2014-2019), onde também foi presidente-executivo de 2010 a 2013 e dos Conselhos Consultivos da Dentalcorp S.A. (2002 a 2006) e da Granol (2020 a 2023), tendo também participado do ingresso de empresas no ecossistema que conjuga propósito com rentabilidade e da aprovação de metas de redução de gases de efeito estufa, impulsionando a transição rumo a uma economia de baixo carbono pelo SBTi (Science Based Targets).

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Auditoria		11/05/2023	Sim	10/11/2021

Nome: Rodolfo Nardez Sirol **CPF:** 526.633.880-68 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Oceanógrafo e Zootecnista **Data de Nascimento:** 15/09/1969

Experiência Profissional:

O Sr. Rodolfo Nardez Sirol começou sua carreira no setor de energia em 2001, como gerente ambiental da Duke Energy. Ele se juntou à CPFL Energia como Gerente Ambiental em 2010 e, em 2011, tornou-se Diretor Ambiental. Em 2016, foi criada a Diretoria de Sustentabilidade e seu escopo foi expandido para a área de sustentabilidade (estratégia social e de sustentabilidade). Em 2018, a Diretoria teve maior amplitude com a inserção da área de assuntos e processos ligados a Relações Institucionais. Formado em Oceanografia pela Universidade Federal do Rio Grande, possui mestrado e doutorado em Zootecnia pela Universidade Federal de Viçosa e dois MBAs, ambos pela Fundação Getulio Vargas: Estratégia e Gestão de Pessoas. Em 2014, conclui o seu pós-MBA em Inovação pela HSM e, em 2017, concluiu o programa Prince of Wales's Business & Sustainability da Universidade de Cambridge. Desde 2013 tornou-se membro do Conselho da ENERCAN, CERAN e Foz do Chapecó. É ex-Presidente da Fundação COGE e ex-Chairman do Board da Rede Brasileira do Pacto Global. O Sr. Rodolfo também possui experiências em ESG, abrangendo assuntos como Gerenciamento de Risco Energético, Mudanças Climáticas, Gases de Efeito Estufa, Questões Socioambientais, Segurança relacionada a questões Hídricas, Inovação e Tecnologias Emergentes.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Zha Hong **CPF:** 901.182.268-43 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Advogada **Data de Nascimento:** 22/03/1990

Experiência Profissional:

Formou-se em direito pela Changchun Normal University, localizada na China, e mestre em direito pela Universidade de Bolonha, na Itália. Entre 2015 e 2018, ela assessorou juridicamente processos de IPO de companhias chinesas e foi responsável por processos de M&A internacionais e nacionais pelo escritório de advocacia Grandall. Desde 2018, a Sra. Hong Zha é responsável por assessorar a State Grid em operações de internacionais, bem como pelas revisões de compliance das principais decisões da State Grid International Development e suporte legal para a gestão de ativos no exterior do Conselho Interno da SGID. Ingressou na CPFL em 2022, atuando nos departamentos de Governança Corporativa e gestão de Recursos Humanos.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: ZHANG KAIHANG **CPF:** 242.793.188-83 **Passaporte:** **Nacionalidade:** China **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 26/01/1988

Experiência Profissional:

Graduado em Engenharia Elétrica e Automação pela Universidade de Hohai (2006-2009). Obteve o título de Engenheiro em Microeletrônica da Informação e Automação pela Polytech'Lille na França (2009-2011) e de Mestre em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Hohai (2021-2023). Iniciou sua carreira no setor de energia elétrica na State Grid, na Jiangsu Electric Power Company (2013-2017). Está familiarizado com sistemas de proteção de redes elétricas e fundou uma plataforma de mídia própria para conhecimento em energia elétrica com mais de 70.000 seguidores. Ingressou na State Grid International Development Co. Ltd. em 2017 e passou a atuar no Departamento de Operações da State Grid Brazil Holding. Desde 2018 passou a atuar na CPFL Energia, inicialmente atuou como assessor do Departamento de Operação e Manutenção da CPFL Renováveis (2018-2022). Em seguida, foi indicado como assessor da Diretoria de Planejamento Estratégico e da Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios da CPFL Energia (2022-2024). Em 2024 foi eleito como membro suplente do Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG.
Declara, ainda, que atende aos critérios de independência estabelecidos na Lei 6.404/76, no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e nas Resoluções da CVM.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	09/05/2024	Até a RCA que eleger os comitês em 2025	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		09/05/2024	Sim	09/05/2024

Nome: ZHANG LI **CPF:** 239.777.658-84 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Especialista em Tecnologia da Automação **Data de Nascimento:** 11/06/1983

Experiência Profissional:

Entre 2012 e 2016 foi Gerente de Recursos Humanos da State Grid Shaanxi Electric Power Company. Responsável pelos funcionários da empresa, necessidades de desenvolvimento a longo prazo e configuração de pessoal, desenvolvimento e avaliação de pessoal, recompensas, gestão de relações de trabalho, desenvolvimento da estrutura organizacional e salarial para a empresa. Entre 2011 e 2012 foi Assistente de Treinamento da State Grid Shaanxi Electric Power Company, responsável pelo apoio na administração diária, incluindo investigação das necessidades do empregado e melhoria do plano de treinamento.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		11/05/2023	Sim	11/05/2023

Nome: Zhao Yumeng **CPF:** 239.777.708-88 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 28/08/1973

Experiência Profissional:

Graduado em Instrumentos Eletromagnéticos e Medição pela Huazhong University of Science and Technology em 1994. Possui mestrado em Sistemas Elétricos de Energia e Automação pela Hefei University of Technology e MBA pela Royal Melbourne Institute of Technology. Iniciou sua carreira em 1994 no Setor de Energia Elétrica do Grupo State Grid. Ocupou o cargo de chefe do Departamento de Marketing da Hefei Power Supply Company de 2004 a 2006, se tornou gerente do Departamento de Marketing da State Grid Anhui Electric Power Company em 2006, Vice gerente geral da Xuancheng Power Supply Company de 2006 a 2013, Gerente Geral da Chuzhou Electric Power Company de 2009 a 2013 e Gerente Geral da Anqing Power Supply Company de 2013 a 2016. De 2016 a 2017, foi o Presidente Assistente da State Grid International Development Co. Ltd. Ainda, foi membro do Conselho de Administração e Diretor da CPFL Energia de 2017 a 2020. Atualmente, Yumeng Zhao ocupa os cargos de Gerente Geral da State Grid Chile Holding SpA, Presidente do Conselho de Administração da Chilquinta Energia S.A. e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia.

Durante o MBA na Royal Melbourne Institute of Technology, Mr. Yumeng Zhao realizou cursos relacionados à Gestão de Riscos Energéticos e Inovação. Durante o mestrado na Hefei University of Technology, realizou cursos associados à inovação e tecnologias emergentes. Em suas experiências profissionais na Xuancheng Power Supply Company, Chuzhou Electric Power Company e na CPFL Energia, dedicou-se à prática e implementação de tecnologias emergentes.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG		11/05/2023	Sim	11/05/2023
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Pessoas		11/05/2023	Sim	11/05/2023
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	11/05/2023	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Finanças e Riscos		11/05/2023	Sim	11/05/2023

7.5 Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que não há relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre (a) administradores da Companhia; (b) administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; (c) administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas, e controladores, diretos ou indiretos, da Companhia; (d) administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras, diretas ou indiretas, da Companhia.

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	

Exercício Social 31/12/2023**Administrador do Emissor**

Daobiao Chen	239.983.548-40	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

State Grid Brazil Power Participações S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação**Administrador do Emissor**

Futao Huang	239.777.588-37	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

State Grid Brazil Power Participações S.A.	26.002.119/0001-97		
Vice-Presidente Executivo	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	

Exercício Social 31/12/2022**Administrador do Emissor**

Daobiao Chen	239.983.548-40	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

State Grid Brazil Power Participações S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação**Administrador do Emissor**

Futao Huang	239.777.588-37	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

State Grid Brazil Power Participações S.A.	26.002.119/0001-97		
Vice-Presidente Executivo	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.7 Acordos/seguros de administradores

7.7. Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções

A Companhia mantém apólice de seguro de responsabilidade civil para diretores estatutários, conselheiros de administração e conselheiros fiscais (Directors & Officers Liability Insurance; "D&O") com a Chubb Seguros Brasil S.A, com importância segurada no valor de R\$ 150.000.000,00 (Cento e cinquenta milhões de Reais), tendo como cobertura condições usuais de mercado. O custo líquido do seguro é de R\$ 350.222,22 (trezentos e cinquenta mil, duzentos e vinte e dois Reais e vinte e dois centavos).

O período de vigência do D&O contratado vai até 30/09/2024 e os riscos cobertos incluem a proteção ao patrimônio pessoal dos administradores, caso estes venham a ser responsabilizados por atos danosos causados a terceiros, decorrentes da gestão das empresas do Grupo CPFL Energia S.A, sendo a cobertura estendida a todas as empresas que a Companhia detenha participação societária superior a 50% (cinquenta por cento).

Ademais, foi contratada, outrossim, a Cobertura "C" para as indenizações securitárias decorrentes de reclamações no âmbito de mercado de capitais, movidas contra a Companhia, com franquia no valor de R\$ 200.000,00 (duzentos mil Reais) para mercado de capitais. Não há cobertura para reclamações de Mercado de Capitais para EUA e Canadá.

As coberturas "A" e "B" contratadas não oferecem franquia.

7.8 Outras informações relevantes

7.8. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Assembleias Gerais da Companhia

A Companhia apresenta abaixo, com relação às assembleias gerais realizadas nos últimos três exercícios sociais, (i) data de realização; e (ii) quórum de instalação. Ademais, não houve nenhuma assembleia geral instalada em segunda convocação.

Evento	Data	Quórum de instalação
AGOE	29/04/2022	90,82% em AGO 91,33% em AGE
AGOE	28/04/2023	92,77% em AGO 92,97% em AGE
AGOE	26/04/2024	93,10% em AGO 93,15% em AGE

Programas de treinamento de membros do Conselho de Administração, dos Comitês, da Diretoria e do Conselho Fiscal

O Grupo CPFL, atualmente, tem implementado um programa de Educação Continuada de seus Executivos, o que inclui membros de Conselhos de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva visando garantir as melhores práticas de governança pelos órgãos citados, bem como discutir temas relacionados aos deveres e responsabilidades dos administradores do Grupo CPFL.

Informar como se tem dado a Governança da companhia com relação aos fatos que tem impactos contra terceiros nas reuniões do Conselho de Administração.

O Vice-Presidente de Relação com Investidores da Companhia está presente nas reuniões do Conselho de Administração, salvo impossibilidade excepcional, e disponível para responder a eventuais questões dos Conselheiros.

Práticas de Governança Corporativa

A CPFL Energia adota práticas diferenciadas de governança corporativa, alinhadas com as melhores práticas existentes no Brasil e exterior, baseando-se nos princípios básicos de Integridade, Transparência, Equidade, Responsabilização (Accountability) e Sustentabilidade, de acordo com o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC.

As Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia reúnem e consolidam um conjunto de mecanismos de interação entre os acionistas, o Conselho de Administração, os Comitês e Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva.

Através dessas Diretrizes, a CPFL Energia apresenta o seu modelo de governança corporativa, o qual orienta a sua atuação e as práticas adotadas na Companhia e nas suas subsidiárias e afiliadas, observados os respectivos Estatutos e Contratos Sociais.

As Diretrizes de Governança Corporativa são aprovadas pelo Conselho de Administração e, juntamente com o Estatuto Social, o Regimento Interno do Conselho de Administração, o Regimento Interno do Conselho Fiscal, o Regimento Interno dos Comitês e das Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração, o Regimento Interno do Comitê de Auditoria, as políticas já existentes e que vierem a ser emitidas em matéria de governança, tais como Negociação de Valores Mobiliários, Divulgação de Ato e Fato Relevante, Gestão de Riscos, Anticorrupção e o Código de Conduta Ética, delineiam o conjunto de práticas de governança adotadas pela CPFL Energia.

7.8 Outras informações relevantes

A Companhia implementou este modelo em 2003 e redesenhou-o em 2017 com o objetivo de adaptar sua estrutura de governança corporativa ao cenário atual de como fazer negócio e ao processo de tomada de decisões, considerando a nossa nova estrutura societária. Em outubro de 2019, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a atualização de suas Diretrizes de Governança Corporativa, com relação à sua aplicação às suas subsidiárias e afiliadas. Ainda, em outubro de 2021, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a implementação do Comitê de Auditoria, bem como seu Regimento Interno.

Em 2023, a Companhia completou 19 anos da abertura de seu capital na B3. Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3, segmento de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa.

Todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas têm assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

Informações complementares relacionadas ao item 7.3

Em observância ao disposto no Regulamento do Novo Mercado e no artigo 140, parágrafo 2º, da Lei das S.A., que determinam o preenchimento de, no mínimo 2 (dois) ou 20% (vinte por cento) das vagas do Conselho de Administração por conselheiros independentes, o que for maior, os acionistas controladores, em conjunto, indicaram o Sr. Antonio Kandir e Sra. Claudia Elisa de Pinho Soares para ocuparem os cargos de membros independentes do Conselho de Administração em Assembleia Geral Ordinária realizada em 28 de abril de 2023 e 26 de abril de 2024, respectivamente. A Companhia informa que para determinar a independência do Conselheiro utiliza o critério expresso no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 17, no artigo 7º do Anexo K da Resolução da CVM nº 80, de 29 de março de 2022.

8.1 Política ou prática de remuneração

8. Remuneração dos administradores

8.1 Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

Os componentes da remuneração têm como princípios garantir a equidade interna e a competitividade externa, baseados na meritocracia, além da motivação, reconhecimento e retenção de profissionais e que, por fim, permita uma gestão de recursos humanos eficaz, transparente e alinhada a estratégia de negócio e práticas do mercado. A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas de acordo com o Planejamento Estratégico da Companhia.

O Comitê de Pessoas da CPFL Energia, órgão de assessoramento do Conselho de Administração, verifica a aderência dos planos de remuneração fixa e variável ao plano estratégico da Companhia, bem como avalia o cumprimento das metas contratadas no curto e no longo prazo.

A Companhia possui uma Política de Remuneração dos membros do Conselho de Administração, Diretoria, Comitês e Conselho Fiscal formalmente aprovada pelo seu Conselho de Administração em 18 de abril de 2024, e visa atrair, reter, motivar e desenvolver profissionais com o padrão de excelência requerido pelo Grupo CPFL, possibilitando que a Companhia atinja um desempenho superior, de acordo com as entregas realizadas por cada profissional, além dos incentivos voltados a que cumpram estratégias de curto, médio e longo prazos visando à perenidade dos negócios e à sustentabilidade.

O referido documento pode ser consultado no website de Relação com Investidores da Companhia: <https://cpfl.riweb.com.br> (neste website, acessar “Governança Corporativa”).

b. práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:

i. os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam

A decisão em relação à remuneração dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e da Diretoria Executiva conta com a participação do Comitê de Pessoas e do Conselho de Administração.

ii. critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos

As remunerações individuais dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e da Diretoria Executiva são definidas baseadas em resultados de pesquisas de mercado realizadas por empresa independente. As propostas de remuneração individual são levadas para discussão no Comitê de Pessoas e posteriormente para conhecimento do Conselho de Administração.

iii. com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor

8.1 Política ou prática de remuneração

A política de remuneração é avaliada periodicamente pelo Conselho de Administração nos momentos de definição da remuneração global, análises e instituição de metas de curto e longo prazo.

c. composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos diversos elementos que compõem a remuneração, incluindo, em relação a cada um deles:

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é composto por 7 membros, sendo (i) 5 destes conselheiros não são remunerados por suas funções de conselheiros de administração; e (ii) 2 conselheiros independentes, os quais são remunerados de acordo com os padrões de mercado.

Os membros do Conselho de Administração recebem honorários fixos mensais. Com exceção dos membros do Conselho de Administração que também exercem cargo no Comitê de Auditoria, nenhum membro do Conselho de Administração recebe remuneração adicional por suas funções como membro de Comitê de assessoramento ao Conselho de Administração.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal é formado por 3 membros, sendo 2 deles remunerados de acordo com os padrões de mercado e as diretrizes legais. Os membros do Conselho Fiscal recebem honorários fixos mensais.

Diretoria Executiva

Os membros da Diretoria Executiva, além da remuneração fixa recebida mensalmente, fazem jus a (i) benefícios; (ii) incentivos de curto prazo; e (iii) incentivos de longo prazo.

Com relação à remuneração variável, (i) os benefícios diretos e indiretos (assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, vale refeição) têm por objetivo alinhar as práticas de mercado e proporcionar a retenção dos executivos; (ii) os incentivos de curto prazo têm por objetivo central direcionar o comportamento dos executivos ao aperfeiçoamento da estratégia dos negócios da Companhia e ao atingimento de resultados; e (iii) os incentivos de longo prazo têm como objetivo a criação de visão e comprometimento de longo prazo, o alinhamento dos interesses dos diretores estatutários da Companhia ao conjunto de acionistas e a premiação da geração de resultados e de criação de valor de forma sustentável.

A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas de acordo com o Planejamento Estratégico da Companhia, e incluem metas relacionadas ao desempenho ESG da companhia.

Comitê de Auditoria

O CoAud é formado por 3 (três) membros indicados pelo Presidente do CA e eleitos pelo CA, sendo que pelo menos 1 (um) deverá ser membro independente do CA, conforme definição constante do Regulamento do Novo Mercado, e ao menos 1 (um) deve possuir reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária, nos termos da regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) aplicável.

Comitês de Assessoramento

O Conselho de Administração é assessorado, de acordo com o Regulamento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia, por 5 (cinco) comitês, sendo eles: (i) Comitê de Auditoria; (ii) Comitê de Partes Relacionadas; (iii) Comitê de Pessoas; (iv) Comitê de Finanças e Gestão de Riscos; (v) Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG, sendo que o Comitê de Auditoria possui Regimento Interno próprio.

O Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG; Comitê de Pessoas; Comitê de Finanças e Gestão de Riscos; e Comitê de Partes Relacionadas possuem em sua composição alguns membros do Conselho de Administração, não sendo paga remuneração adicional pelo desempenho dessa função.

8.1 Política ou prática de remuneração

- **seus objetivos e alinhamento aos interesses de curto, médio e longo prazo do emissor**

A remuneração está alinhada aos interesses da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia previamente definidos. O Comitê de Pessoas contribui para a verificação do alinhamento da remuneração aos interesses da Companhia.

A política de remuneração da Companhia busca incentivar os colaboradores a procurarem a melhor rentabilidade dos investimentos e projetos desenvolvidos pela Companhia, para alinhar os seus interesses com os da Companhia por meio das seguintes perspectivas:

- (i) no curto prazo: salários e pacote de benefícios compatíveis com o mercado;
- (ii) no médio prazo: pagamento de participação nos resultados e bônus da Companhia, de acordo com o cumprimento de metas pré-estabelecidas; e
- (iii) no longo prazo: programa de bônus de longo prazo implantado a partir de 2017, pago em dinheiro e atrelado à performance média da Companhia nos 3 (três) exercícios sociais seguintes a cada concessão.

- **sua proporção na remuneração total nos 3 últimos exercícios sociais**

2023	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100,0%	100,0%	32,9%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	6,5%
Outros	-	-	0,0%
Incentivos de curto prazo	-	-	29,8%
Incentivos de longo prazo	-	-	30,8%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

2022	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100,0%	100,0%	32,5%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	6,3%
Outros	-	-	0,0%
Incentivos de curto prazo	-	-	34,8%
Incentivos de longo prazo	-	-	26,4%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

2021	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100,0%	100,0%	41,8%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	4,3%
Outros	-	-	0,0%
Incentivos de curto prazo	-	-	15,2%
Incentivos de longo prazo	-	-	38,6%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

- **sua metodologia de cálculo e de reajuste**

8.1 Política ou prática de remuneração

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia recebem honorários fixos mensais. Os conselheiros suplentes não recebem honorários, a não ser na hipótese de substituírem o conselheiro titular a que estão vinculados. Nessa hipótese, a Companhia paga ao membro suplente o valor equivalente a 50% da remuneração mensal do membro titular, caso participe de reunião ordinária do órgão, ou a totalidade da remuneração mensal do conselheiro titular se esse último estiver, temporariamente, impossibilitado de exercer suas funções.

O reajuste da remuneração dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria da Companhia é feito com base em pesquisa de mercado, realizada por empresa especializada.

A proposta de remuneração fixa definida pelo Conselho de Administração da Companhia para os diretores estatutários, bem como eventual reajuste, baseia-se em pesquisa de mercado realizada periodicamente por consultorias especializadas. As referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela Willis Towers Watson Consulting Ltda. Para mais informações sobre a proposta de remuneração variável, vide item 8.3 deste Formulário de Referência.

- **principais indicadores de desempenho nele levados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ESG**

A remuneração dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho individuais ou da Companhia.

Com relação à remuneração variável de curto prazo da Diretoria Executiva, a Companhia realiza a avaliação do desempenho por meio de um conjunto de metas definidas anualmente e que obedece à seguinte estrutura: Corporativas da CPFL Energia (ex: EBITDA, Lucro Líquido, OPEX, entre outras), Metas Específicas (EBITDA de unidades de negócios, CAPEX, projetos específicos, indicadores operacionais, entre outras) e, por fim, Metas de Gestão de Pessoas e Sustentabilidade (ex: turnover, desempenho nas metas anuais do Plano ESG 2030, desempenho em índices de sustentabilidade, diversidade, entre outras), estabelecidas de forma alinhada ao Plano Estratégico e ao Plano Orçamentário da Companhia, aprovadas pelo Conselho de Administração. Adicionalmente, há uma bonificação relacionada ao desempenho em indicadores de segurança dos colaboradores (ex. Taxa de frequência de acidentes com afastamento).

Quanto à remuneração variável de longo prazo, o Conselho de Administração definirá o bônus de acordo com a performance média da Companhia nos 3 (três) exercícios sociais seguintes a cada concessão.

O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

- ii. razões que justificam a composição da remuneração**

A composição da remuneração considera as responsabilidades de cada cargo e tem como parâmetro os valores praticados pelo mercado para os profissionais que exercem funções equivalentes.

- iii. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato**

Os membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal não remunerados exercem outra função no grupo ou são indicados e remunerados pelo acionista controlador.

- d. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos**

Há membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal não remunerados pela Companhia que exercem outra função no grupo ou são indicados e remunerados pelo acionista controlador. Parte dos membros da Diretoria Executiva recebe parcela de sua remuneração de forma proporcional aos serviços prestados a cada uma das subsidiárias.

8.1 Política ou prática de remuneração

e. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Em relação aos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria, não há qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário.

Quanto aos diretores estatutários, há previsão de indenização na hipótese de alteração significativa dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário, que implique a extinção do cargo de diretor, destituição unilateral por parte do Conselho de Administração, ou alteração das condições de trabalho análogas a uma rescisão indireta do contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo.

8.2 Remuneração total por órgão

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2024 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	8,00	3,00	18,00
Nº de membros remunerados	2,00	6,00	2,00	10,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	880.471,00	9.693.681,00	380.276,00	10.954.428,00
Benefícios direto e indireto	0,00	767.933,00	0,00	767.933,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	8.000.953,00	0,00	8.000.953,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	5.830.585,00	0,00	5.830.585,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a LTI.		
Pós-emprego	0,00	879.194,00	0,00	879.194,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2023-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2023-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2023-CVM/SEP.	
Total da remuneração	880.471,00	25.172.346,00	380.276,00	26.433.093,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2023 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	8,00	3,00	18,00
Nº de membros remunerados	2,00	6,00	2,00	10,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	831.275,00	8.785.110,00	359.028,00	9.975.413,00
Benefícios direto e indireto	0,00	1.038.720,00	0,00	1.038.720,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	7.977.650,00	0,00	7.977.650,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	8.227.902,00	0,00	8.227.902,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a LTI.		
Pós-emprego	0,00	698.411,00	0,00	698.411,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	831.275,00	26.727.793,00	359.028,00	27.918.096,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2022 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	8,00	3,00	18,00
Nº de membros remunerados	2,00	6,00	2,00	10,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	766.242,80	8.627.167,75	344.487,16	9.737.897,71
Benefícios direto e indireto	0,00	1.036.211,96	0,00	1.036.211,96
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	9.247.740,57	0,00	9.247.740,57
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	7.002.176,98	0,00	7.002.176,98
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a LTI.		
Pós-emprego	0,00	639.719,06	0,00	639.719,06
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2023-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2023-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2023-CVM/SEP.	
Total da remuneração	766.242,80	26.553.016,32	344.487,16	27.663.746,28

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	8,00	3,00	18,00
Nº de membros remunerados	2,67	6,00	2,33	11,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	803.991,00	7.543.888,00	328.614,00	8.676.493,00
Benefícios direto e indireto	0,00	774.078,00	0,00	774.078,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.749.693,00	0,00	2.749.693,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	6.414.262,00	0,00	6.414.262,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a LTI.		
Pós-emprego	0,00	553.179,00	0,00	553.179,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2023-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2023-CVM/SEP.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/Anual-2023-CVM/SEP.	
Total da remuneração	803.991,00	18.035.100,00	328.614,00	19.167.705,00

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros		8,00		8,00
Nº de membros remunerados		6,00		6,00
Esclarecimento				
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		6007715,00		6.007.715,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração		12001430,00		12.001.430,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		8000953,00		8.000.953,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		0,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		0,00		0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração		0,00		0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		0,00		0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		0,00

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros		8,00		8,00
Nº de membros remunerados		6,00		6,00
Esclarecimento				
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		5983238,00		5.983.238,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração		11966476,00		11.966.476,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		7977650,00		7.977.650,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		7977650,00		7.977.650,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		0,00		0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração		0,00		0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		0,00		0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		0,00

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros		8,00		8,00
Nº de membros remunerados		6,00		6,00
Esclarecimento				
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		6935805,00		6.935.805,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração		13871611,00		13.871.611,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		9247741,00		9.247.741,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		9247741,00		9.247.741,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		0,00		0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração		0,00		0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		0,00		0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		0,00

Exercício Social: 31/12/2021

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros		8,00		8,00
N° de membros remunerados		6,00		6,00
Esclarecimento				
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		2062270,00		2.062.270,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração		4124540,00		4.124.540,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		2749693,00		2.749.693,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		2749693,00		2.749.693,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		0,00		0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração		0,00		0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		0,00		0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		0,00		0,00

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

8.4. Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

- a. termos e condições gerais
- b. data de aprovação e órgão responsável
- c. número máximo de ações abrangidas
- d. número máximo de opções a serem outorgadas
- e. condições de aquisição de ações
- f. critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício
- g. critérios para fixação do prazo de aquisição ou exercício
- h. forma de liquidação
- i. restrições à transferência das ações
- j. critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano
- k. efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações .

8.6 Outorga de opções de compra de ações

8.6. Em relação à cada outorga de opções de compra de ações realizada nos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- a) órgão;
- b) número total de membros;
- c) número de membros remunerados;
- d) data da outorga;
- e) quantidade de opções outorgadas;
- f) prazo para que as opções se tornem exercíveis;
- g) prazo máximo para exercício das opções;
- h) prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício das opções;
- i) valor justo das opções na data da outorga;
- j) multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga;

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.7 Opções em aberto

8.7. Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- a) órgão;
- b) número total de membros;
- c) número de membros remunerados;
- d) em relação às opções ainda não exercíveis:
 - i. quantidade
 - ii. data em que se tornarão exercíveis
 - iii. prazo máximo para exercício das opções
 - iv. prazo de restrição à transferência das ações
 - v. preço médio ponderado do exercício
 - vi. valor justo das opções no último dia do exercício social
- e) em relação às opções exercíveis:
 - i. quantidade
 - ii. prazo máximo para exercício das opções
 - iii. prazo de restrição à transferência das ações
 - iv. preço médio ponderado do exercício
 - v. valor justo das opções no último dia do exercício social
- f) valor justo do total das opções no último dia do exercício social;

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.8 Opções exercidas e ações entregues

8.8. Em relação às opções exercidas relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- a) órgão;
- b) número total de membros;
- c) número de membros remunerados;
- d) número de ações;
- e) preço médio ponderado do exercício;
- f) preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas;
- g) multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas;

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

8.9. Em relação à remuneração baseada em ações, sob a forma de ações a serem entregues diretamente aos beneficiários, reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- a) órgão;
- b) número total de membros;
- c) número de membros remunerados;
- d) diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.10 Outorga de ações

8.10. Em relação à cada outorga de ações realizada nos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- a) órgão;
- b) número total de membros;
- c) número de membros remunerados;
- d) data de outorga;
- e) quantidade de ações outorgadas;
- f) prazo máximo para entrega das ações;
- g) prazo de restrição à transferência das ações;
- h) valor justo das ações na data da outorga;
- i) multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.11 Ações entregues

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.12 Precificação das ações/opções

8.12. Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 8.5 a 8.11, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando, no mínimo:

- a) modelo de precificação;**
- b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco;**
- c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado;**
- d) forma de determinação da volatilidade esperada;**
- e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo;**

Não aplicável, tendo em vista que a CPFL Energia não possui plano de remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.13 Participações detidas por órgão

8.13. Informar a quantidade de ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos, no Brasil ou no exterior, pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, que sejam detidas por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.14 Planos de previdência

8.14. Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

Somente os Diretores Estatutários têm planos de previdência. Os Conselheiros Fiscais e de Administração não gozam desse benefício.

a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	8,00	
c. Número de membros remunerados	5,0	0,0
d. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
e. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	-	-
f. Condições para se aposentar antecipadamente	Não há	Não há
g. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$ 3.186.031,12	R\$ 0,00
h. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	R\$ 785.493,09	R\$ 0,00
i. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente a parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém o resgate da parcela empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de <i>vesting</i>).	

* Valores já atualizados monetariamente.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima**Valores anuais**

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2021
Nº de membros	8,00	8,00	8,00	7,00	7,00	7,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	6,00	6,00	6,00	2,00	2,00	2,67	2,00	2,00	2,33
Valor da maior remuneraçãoReal	9.198.524,00	9.379.635,30	6.740.696,27	415.637,00	392.121,40	354.398,40	155.948,00	197.568,60	134.749,44
Valor da menor remuneraçãoReal	249.205,00	252.127,08	161.387,31	415.637,00	392.121,40	131.194,00	83.009,00	146.918,56	62.151,96
Valor médio da remuneraçãoReal	4.454.632,00	4.425.503,00	3.005.850,00	415.637,00	392.121,40	314.997,00	179.514,00	172.244,00	140.834,00

Observações e esclarecimentos

Diretoria Estatutária		
	Observação	Esclarecimento
31/12/2023	<p>Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2.</p> <p>Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária,</p> <p>Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal.</p> <p>Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.</p>	
31/12/2022	<p>Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2.</p> <p>Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.</p>	
31/12/2021	<p>Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2.</p> <p>Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função no órgão Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 8 meses no órgão Conselho de Administração.</p> <p>Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 4 meses no órgão Conselho Fiscal.</p> <p>Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.</p>	

Conselho de Administração		
	Observação	Esclarecimento
31/12/2023	<p>Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2.</p> <p>Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária,</p> <p>Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal.</p> <p>Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.</p>	
31/12/2022	<p>Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2.</p> <p>Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.</p>	
31/12/2021	<p>Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2.</p> <p>Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função no órgão Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 8 meses no órgão Conselho de Administração.</p> <p>Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 4 meses no órgão Conselho Fiscal.</p> <p>Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.</p>	

Conselho Fiscal		
	Observação	Esclarecimento
31/12/2023	<p>Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2.</p> <p>Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária,</p> <p>Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal.</p> <p>Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.</p>	<p>Valor da remuneração média individual no órgão Conselho Fiscal considera que houve troca do membro com maior remuneração mensal. Dessa forma, a maior remuneração mensal ficou dividida em dois indivíduos e não refletem na maior remuneração individual do exercício no órgão Conselho Fiscal correspondente a 12 meses.</p>
31/12/2022	<p>Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2.</p> <p>Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.</p>	
31/12/2021	<p>Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2.</p> <p>Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração, para o Conselho Fiscal, e para a Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função no órgão Diretoria Estatutária.</p> <p>Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 8 meses no órgão Conselho de Administração.</p> <p>Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 4 meses no órgão Conselho Fiscal.</p> <p>Valor da remuneração média individual no órgão Conselho Fiscal considera que houve troca do membro com maior remuneração mensal. Dessa forma, a maior remuneração mensal ficou dividida em dois indivíduos e não refletem na maior remuneração individual do exercício no órgão Conselho Fiscal correspondente a 12 meses.</p> <p>Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 8.19 deste Formulário de Referência.</p>	<p>Valor da remuneração média individual no órgão Conselho Fiscal considera que houve troca do membro com maior remuneração mensal. Dessa forma, a maior remuneração mensal ficou dividida em dois indivíduos e não refletem na maior remuneração individual do exercício no órgão Conselho Fiscal correspondente a 12 meses.</p>

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

8.16. Descrever arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, indicando quais as consequências financeiras para o emissor

Tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração

8.17. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

EXERCÍCIO DE 2021			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	88,1%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2022			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2023			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2024 (Previsto)			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

(1) Valores consideram remuneração do período de maio de 2024 a abril de 2025, aprovada na AGOE de 2024.

(2) Valor considerando a aprovação do número de conselheiros na AGOE de 2024.

(3) Valor considerando a aprovação da alteração do Estatuto Social na AGOE de 2024.

8.18 Remuneração - Outras funções

8.18. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não houve pagamento de qualquer remuneração, nos últimos três exercícios sociais, para membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal ou da Diretoria por qualquer razão que não a função que ocupam na Companhia.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

8.19. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

EXERCÍCIO DE 2021 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	409	409
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário.

EXERCÍCIO DE 2021 – REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2022 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	3.029	3.029
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário.

EXERCÍCIO DE 2022 – REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2023 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	3.964	3.964
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

EXERCÍCIO DE 2023 – REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2024 ⁽¹⁾ – DEMAIS REMUNERAÇÕES PREVISTAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	3.372	3.372
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário.

EXERCÍCIO DE 2024 – REMUNERAÇÃO PREVISTA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

8.20 Outras informações relevantes**8.20. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevante**

O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

9.1/9.2 Identificação e Remuneração

Código CVM do Auditor	002879		
Razão Social	Tipo Auditor	CPF/CNPJ	
PRICEWATERHOUSECOOPERS AUDITORES INDEPENDENTES LTDA	Juridica	61.562.112/0001-20	
Data de contratação do serviço	Data de início da prestação de serviço		
01/04/2022	01/01/2022		
Descrição dos serviços prestados			
Auditoria das Demonstrações Financeiras anuais societárias, revisão limitada das informações trimestrais societárias e auditoria das demonstrações financeiras anuais regulatórias.			
Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social			
O montante total da remuneração dos auditores independentes foi de R\$ 5.339 mil referentes à auditoria societária, revisões trimestrais e auditoria regulatória para o exercício findo em 31/12/2023 e R\$ 2.313 mil referentes a outros serviços.			
Justificativa da substituição			
Não houve substituição dos auditores independentes.			
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa			
Não houve substituição dos auditores independentes.			

.....

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

9.3. Caso os auditores independentes ou pessoas a eles ligadas tenham sido contratados para prestar outros serviços além da auditoria, descrever os procedimentos adotados para evitar a existência de conflito de interesse, perda de independência ou objetividade de seus auditores independentes

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes buscam certificar que não haja conflito de interesses, perda de independência e de objetividade dos referidos prestadores de serviços. Para tanto, foram estabelecidos procedimentos específicos para a contratação desses serviços, dentre os quais: (i) a competência do Conselho Fiscal para opinar ao Conselho de Administração sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes, assim como para manifestar-se sobre a contratação de auditores independentes para a prestação de outros serviços que não tenham sido objeto de pré-aprovação pelo Conselho de Administração; e (ii) a competência do Conselho de Administração para deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia.

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

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, a PwC prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias, regulatórias e de revisão das informações trimestrais, os seguintes serviços:

Natureza	Contratação	Duração
Asseguração de covenants financeiros	01/04/2022	Exercícios de 2022 a 2024
Serviços de compliance tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	01/04/2022	Exercícios de 2022 a 2024
Revisão da ECD Contábil do ano calendário	01/04/2022	Exercícios de 2022 a 2026
Licença de software e prestação de serviços de Suporte Técnico	17/05/2023	24 meses
Auditoria do RCP (Relatório de Controle Patrimonial)	01/04/2022	Exercícios de 2022 a 2024

Contratamos um total de R\$ 2.313 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a cerca de 43% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias, regulatórias e de revisão das informações trimestrais referentes ao exercício social de 2023 da Companhia e suas controladas.

A contratação dos auditores independentes, conforme Estatuto Social, é recomendada pelo Conselho Fiscal e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes. Conforme previsto pela Resolução CVM 162/22, 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.

9.4 Outras informações relevantes

9.4. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações sobre os auditores independentes da Companhia foram divulgadas nos itens 9.1 a 9.3 deste Formulário de Referência.

10.1A Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Preferê não responder
Liderança	210	745	0	0	0
Não-liderança	3139	12113	0	0	0
TOTAL = 16.207	3349	12858	0	0	0

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Preferê não responder
Liderança	33	725	26	145	0	0	26
Não-liderança	193	9498	1221	4097	2	0	241
TOTAL = 16.207	226	10223	1247	4242	2	0	267

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	39	756	160
Não-liderança	3601	10272	1379
TOTAL = 16.207	3640	11028	1539

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	0	3	1	736	215	0
Não-liderança	0	21	9	10773	4449	0
TOTAL = 16.207	0	24	10	11509	4664	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Preferê não responder
Norte	0	0	0	0	0
Nordeste	3	21	0	0	0
Centro-Oeste	1	9	0	0	0
Sudeste	2636	8873	0	0	0
Sul	709	3955	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 16.207	3349	12858	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Preferê não responder
Norte	0	0	0	0	0	0	0
Nordeste	0	10	3	11	0	0	0
Centro-Oeste	0	5	0	5	0	0	0
Sudeste	210	6686	1000	3443	0	0	170
Sul	16	3522	244	783	2	0	97
Exterior	0	0	0	0	0	0	0

TOTAL = 16.207	226	10223	1247	4242	2	0	267
----------------	-----	-------	------	------	---	---	-----

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	0	0	0
Nordeste	3	19	2
Centro-Oeste	0	8	2
Sudeste	2821	7545	1143
Sul	816	3456	392
Exterior	0	0	0
TOTAL = 16.207	3640	11028	1539

10.1 Descrição dos recursos humanos

10. Recursos humanos

10.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:

a. número de empregados, total e por grupos, com base na atividade desempenhada, na localização geográfica e em indicadores de diversidade, que, dentro de cada nível hierárquico do emissor, abrangem:

i. Identidade autodeclarada de gênero:

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	210	745	0	0	0
Não-liderança	3.139	12.113	0	0	0
Total	3.349	12.858	0	0	0

ii. Identidade autodeclarada de cor ou raça:

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	33	725	26	145	0	0	26
Não-liderança	193	9.498	1.221	4.097	2	0	241
Total	226	10.223	1.247	4242	2	0	267

iii. Faixa etária:

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	39	756	160
Não-liderança	3.601	10.272	1.379
Total de Empregados	3.640	11.028	1.539

iv. Outros indicadores de diversidade que o emissor entenda relevantes:

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica:

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	0	3	1	736	215	0
Não-liderança	0	21	9	10.773	4.449	0
Total	0	24	10	11.509	4.664	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e gênero:

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0
Nordeste	3	21	0	0	0
Centro-Oeste	1	9	0	0	0
Sudeste	2.636	8.873	0	0	0
Sul	709	3.955	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
Total	3.349	12.858	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e cor ou raça:

10.1 Descrição dos recursos humanos

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígenas	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0	0	0
Nordeste	0	10	3	11	0	0	0
Centro-Oeste	0	5	0	5	0	0	0
Sudeste	210	6.686	1.000	3.443	0	0	170
Sul	16	3.522	244	783	2	0	97
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
Total	226	10.223	1.247	4.242	2	0	267

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária:

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	0	0	0
Nordeste	3	19	2
Centro-Oeste	0	8	2
Sudeste	2.821	7.545	1.143
Sul	816	3.456	392
Exterior	0	0	0
Total de Empregados	3.640	11.028	1.539

b. número de terceirizados (total e por grupos, com base na atividade desempenhada e na localização geográfica)

Nossas empresas terceirizam algumas atividades inerentes à concessão do serviço público de energia elétrica e outras atividades por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

c. índice de rotatividade

O índice de rotatividade foi de 16,7% em 2023.

10.2 Alterações relevantes

10.2. Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 10.1 acima

Não houve alterações relevantes em relação aos números divulgados no item anterior que não estejam alinhados com a forma de condução dos negócios da Companhia.

10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Maior Remuneração Individual	Mediana da Remuneração Individual	Razão entre as Remunerações
9.198.524,00	66.884,00	137,53
Esclarecimento		

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

10.3. Descrever as políticas e práticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:

a. política de salários e remuneração variável

Os salários são definidos conforme a avaliação dos cargos alinhados ao mercado conforme pesquisas salariais periódicas. Os aumentos salariais são de, no máximo, 15% ao ano e os aumentos por promoção (movimentação para cargo mais avaliado) são de, no máximo 25%. Ambos os processos não podem ocorrer em períodos inferiores a 12 meses. Exceções as regras são encaminhadas para aprovação do Diretor da área ou Vice-Presidente.

Em conformidade com a legislação e a política de remuneração da Companhia, os empregados são elegíveis ao programa de participação nos resultados. Os valores, indicadores e metas são estabelecidos em acordos coletivos de trabalho ("PLR") para cada companhia do Grupo. A renovação destes acordos de PLR seguem calendário específico considerando a vigência de cada acordo.

b. política de benefícios

Os benefícios oferecidos para nossos colaboradores estão alinhados às melhores práticas do mercado de trabalho, bem como a legislação trabalhista, e são eles:

- ✓ Assistência Médico-Hospitalar, titular e dependentes;
- ✓ Assistência Odontológica, titular e dependentes;
- ✓ Plano de Previdência Privada (exceto Centro de Serviços, CPFL Atende e CPFL Total);
- ✓ Participação nos Lucros e Resultados, conforme acordo coletivo de trabalho firmado em cada empresa com seus respectivos sindicatos;
- ✓ Auxílio Refeição e/ou Auxílio Alimentação;
- ✓ Auxílio Creche;
- ✓ Vale transporte e/ou Ônibus Fretado (fretado, localidades que possuem o serviço disponível);
- ✓ Seguro de Vida (100% Grupo CPFL);
- ✓ Cartão Corporativo (Diretores e Executivos);
- ✓ Homenagem por tempo de Serviço;
- ✓ Programas de Final de Ano (brinquedos e material escolar aos dependentes elegíveis);
- ✓ Vale Natal;
- ✓ Estacionamento na Sede e Regionais (dentro do limite de vagas disponíveis);
- ✓ Veículo – (Diretores acima);
- ✓ Check-Up Médico – (Gerentes acima);
- ✓ Campanha Anual de Vacinação Gripe;
- ✓ Gratificação de Férias (exceto CPFL Serviços, Centro de Serviços, CPFL Total e Authi);
- ✓ Política de Transferência;
- ✓ Requalificação Profissional (exceto CPFL Serviços, CPFL Atende, Centro de Serviços, CPFL Total);
- ✓ Empréstimo Pessoal Consignado;
- ✓ Programas de Qualidade de Vida: Programa Fale Comigo (Apoio Psicossocial), Ginástica Laboral (maiores localidades), Programa Gympass (rede academias e esportes abrangência nacional), Grupo de Corrida, Oficinas de Esporte (Sede Campinas), participação Jogos do Sesi, Campeonato Futsal (Sede Campinas), Caminhada Agita, celebração dia mundial combate ao sedentarismo (maiores localidades);

c. características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando (i) grupos de beneficiários; (ii) condições para exercício; (iii) preços de exercício; (iv) prazos de exercício; e (v) quantidade de ações comprometidas pelo plano

Não aplicável por não haver planos de remuneração baseado em ações dos empregados não administradores.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

d. razão entre (i) a maior remuneração individual (considerando a composição da remuneração com todos os itens descritos no campo 8.2.d) reconhecida no resultado do emissor no último exercício social, incluindo a remuneração de administrador estatutário, se for o caso; e (ii) a mediana da remuneração individual dos empregados do emissor no Brasil, desconsiderando-se a maior remuneração individual, conforme reconhecida em seu resultado no último exercício social

A razão, no exercício social findo em 2023, entre a remuneração total anual do indivíduo mais bem pago da Companhia e a remuneração total anual mediana de todos os empregados é de 137,53 vezes.

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

10.4. Descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos 3 últimos exercícios sociais

O grupo CPFL mantém relacionamento com 43 sindicatos, reconhecendo-os como os representantes legais e legítimos dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

Os instrumentos coletivos celebrados com essas entidades sindicais representam para a CPFL o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

O Grupo considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os Sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. O Grupo acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não termos ocorrência de nenhuma greve que tenha afetado materialmente as operações do Grupo nos últimos 31 anos. Nos últimos 05 exercícios sociais tivemos mobilizações que foram deflagradas dentro de um processo natural de negociação, que não trouxeram prejuízos materiais para a Companhia nem comprometeram a essencialidade de sua prestação de serviço.

O Grupo garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente o Grupo possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

1. STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas
2. SEESP - Sindicato dos engenheiros no estado de São Paulo
3. SINTEC - Sindicato dos técnicos industriais de nível médio do estado de São Paulo
4. SINDLUZ - Sindicato dos trabalhadores nos serviços de fiação, tração, luz e força de Araraquara
5. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Bauru
6. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Ribeirão Preto
7. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de São José do Rio Preto
8. SINTIUS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias urbanas de Santos, Baixada Santista, Litoral Sul e Vale do Ribeira
9. STIEESP - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de São Paulo
10. SINDIPAUC (STIEHI) - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia hidroelétrica de Ipaussu
11. SINDERGEL - Sindicato dos empregados nas empresas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Mococa
12. SINDSUL - Sindicato dos eletricitários do sul de Minas Gerais
13. SENEGISUL - Sindicato dos assalariados ativos, aposentados e pensionistas, nas empresas geradoras, ou transmissoras, ou distribuidoras ou afins de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, e assistidos por fundações de seguridade privadas, originadas no setor elétrico
14. SENGE - Sindicato dos engenheiros no Rio Grande do Sul
15. SINTEC RS - Sindicato dos técnicos industriais de nível médio do estado do Rio Grande do Sul
16. SEAAC - Sindicato dos empregados e empresas de assessoramento de Campinas
17. SEMAPI – RS Sindicato dos Empregados em Empresas de assessoramento, perícias, informações e pesquisas e de Fundações Estaduais
18. SINTETEL - Sindicato dos trabalhadores nas empresas de telecomunicações operadoras de mesas telefônicas do estado de São Paulo

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

19. SCONTMOC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Mococa e região
20. STICMS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Salto e região
21. STCOMCIR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Itapetininga e região
22. SCOTRUCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Bauru e região
23. SITRACOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Marília e região
24. SINDSOR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Sorocaba e região
25. STCOMBTU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Botucatu e região
26. SINTICOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Campinas e região
27. STICM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Jundiá e região
28. STICOMPI- Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Piracicaba e região
29. CTFRANCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Franca e região
30. CTJAU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Jaú.
31. CTPiraju - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Piraju.
32. CTRibeirão - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Ribeirão Preto.
33. CtRioPre - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de São José do Rio Preto
34. SINDARAC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araçatuba e região
35. STICMA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araraquara e região
36. STRICOMO - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Ourinhos e região
37. FETICOM – Federação dos trabalhadores da construção e do mobiliário do estado de São Paulo
38. FSCM – Federação dos trabalhadores na indústria da construção, do mobiliário, e da madeira da CUT do estado de São Paulo
39. CTITAPEV - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias da construção e do mobiliário de Itapevi
40. SITRACOV – Sindicato dos Trabalhadores e Condutores de Veículos Rodoviários de Santa Maria - RS
41. SENALBA - Sindicato dos empregados em entidades culturais, recreativas, de assistência social, de orientação e formação profissional no estado de São Paulo.
42. SINDELETRO - Sindicato dos Eletricitários do Ceará.
43. SINTERN – Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Norte.

10.5 Outras informações relevantes

10.5. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes
--

A Companhia esclarece que não possui política específica acerca das atividades do departamento de recursos humanos.

Todas as informações sobre recursos humanos foram divulgadas nos itens 10.1 a 10.4 deste Formulário de Referência.

11.1 Regras, políticas e práticas

11. Transações com partes relacionadas

11.1 Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, o órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado:

O CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovado pela Deliberação CVM nº 94/22, é a regra contábil que trata das divulgações necessárias sobre Partes Relacionadas nas notas explicativas às demonstrações financeiras. Adicionalmente, em atendimento a regras da CVM, a CPFL Energia deve divulgar ao mercado informações sobre os contratos celebrados com partes relacionadas que ultrapassem o limite estabelecido pelo Regulamento.

A Companhia realiza transações com partes relacionadas durante o curso normal de suas operações e atividades. Essas operações se enquadram principalmente nas seguintes categorias:

- **Compra e venda de energia e encargos:** Refere-se a energia elétrica comprada ou vendida por subsidiárias de distribuição, comercialização e geração por meio de contratos de curto ou longo prazo e TUSD. Tais operações, quando realizadas no Mercado Livre, são realizadas em condições que consideramos semelhantes às condições de mercado no momento da negociação, de acordo com políticas internas previamente estabelecidas por nossa administração. Quando realizadas no Mercado Regulado, os preços praticados são definidos através de mecanismos estabelecidos pela autoridade reguladora.
- **Ativos intangíveis, Imobilizado, Materiais e Serviço:** Refere-se a compra de equipamentos, cabos e outros materiais para uso em atividades de distribuição e geração e contratação de serviços como consultoria de construção e tecnologia da informação. Previamente a realização de tais transações, é obtida a cotação de, no mínimo, três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.

Em atendimento aos requerimentos acima estabelecidos e preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas, bem como uma política formalizada que rege tais transações aprovada pela 461ª Reunião do Conselho de Administração em 16/12/2021, tendo entrado em vigor em 17/12/2021. Essa política pode ser acessada no site: <<https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=OAeKxwd7rvdHLP+FWobJZg==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>>.

O Estatuto Social da Companhia prevê, em seu Art. 16 alínea “n”, que está sujeita à aprovação do Conselho de Administração a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 17.412.342,24 (dezesete milhões e quatrocentos e doze mil e trezentos e quarenta e dois reais e vinte e quatro centavos).

Para assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas subsidiárias e afiliadas, foi criado o Comitê de Partes Relacionadas, órgão consultivo composto por três membros, dos quais dois membros são considerados independentes. O Comitê deve se reunir sempre que houver necessidade de análise e opinião sobre as matérias de sua competência.

Compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas que envolvem transações com partes relacionadas:

11.1 Regras, políticas e práticas

- (i) Avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços;
- (ii) Avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia; e
- (iii) Exame e avaliação de outras operações.

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Instituto CPFL	31/12/2023	3.912.606,56	0	-	Indefinido	N/A
Relação com o emissor	Entidades de terceiro setor					
Objeto contrato	Prestação de serviços intermediários de apoio a entidades privadas, a outras organizações sem fins lucrativos e a órgãos do setor público que atuem em áreas afins, no desenvolvimento de projetos, programas, ou qualquer tipo de ação que vise a promoção cultural, musical, esportiva e de impacto social em comunidades de interess					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Prestação de Serviços					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
State Grid Brazil Power Participações S.A.	12/06/2020	2.380.000.000,00	3.140.111.983,67	-	10/06/2028	CDI + 1,1% a.a.
Relação com o emissor	Controladora					
Objeto contrato	Contrato de Mútu					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
State Grid Brazil Power Participações S.A.	22/12/2022	1.500.000.000,00	1.565.110.741,22	-	12/12/2026	CDI + 1,2% a.a.
Relação com o emissor	Controladora					
Objeto contrato	Debênture					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro					
Posição contratual do emissor	Devedor					

n. medidas tomadas para tratar dos conflitos de interesses

A Política de Partes Relacionadas da Companhia institui os procedimentos a serem observados pelo Grupo CPFL, assim como pelos seus funcionários, administradores e acionistas em situações em que haja potencial conflito de interesses, assegurando a primazia dos interesses da Companhia.

Adicionalmente, a ANEEL promove mecanismos que asseguram que as operações entre partes relacionadas que envolvam concessionárias, permissionárias ou autorizadas de energia elétrica, sejam realizadas sem inibir a concorrência e em condições estritamente comutativas, bem como estabelece regras gerais para a contratação entre partes relacionadas.

Destaca-se que os contratos entre partes relacionadas, nos quais pelo menos uma das partes é regulada pela ANEEL, são remetidos para a devida anuência da ANEEL. Todo este processo administrativo é público, sendo os respectivos despachos publicados no Diário Oficial de forma a comprovar que as operações atenderam à integralidade da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021, evidenciando estarem sendo realizadas em acordo com as condições de mercado, garantida a comutatividade econômica e financeira.

o. demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As transações com partes relacionadas efetuadas pela Companhia são realizadas a preços, prazos e taxas usuais de mercado ou de negociações anteriores da Companhia, bem como em observância às regulamentações e normativas aplicáveis, visando assegurar o caráter estritamente comutativo e o pagamento compensatório adequado para tais transações. Desta forma, a Companhia entende que as operações elencadas no item 11.2 deste Formulário de Referência possuem caráter estritamente comutativo e observaram as aprovações necessárias por parte dos órgãos competentes. Por fim, a Companhia esclarece que tais transações também foram refletidas em suas demonstrações financeiras.

11.3. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Abaixo encontram-se informações a respeito das transações que, pelo critério de relevância e segundo as normas contábeis, não são individualizadas nas Demonstrações Financeiras da Companhia:

Valores expressos em R\$ / mil

	Consolidado							
	<u>Ativo</u>		<u>Passivo</u>		<u>Receita</u>		<u>Despesa</u>	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	2023	2022	2023	2022
Outras Operações Financeiras								
Entidade sob controle comum	-	-	-	-	-	51	-	-
Compra e Venda de Energia e Encargos								
Entidade sob controle comum	-	6	25	-	308	57	411.947	360.946
Empreendimentos controlados em conjunto e Outros (CPFL Energia Consolidado)	-	3.915	94.211	152.944	601	38.337	957.628	1.296.344
Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviços								
Entidade sob o controle comum	12.567	-	11.639	20.363	12.618	-	9.153	82.620
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia Consolidado)	98	230	-	-	5.518	4.568	46	-
Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio								
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia Consolidado)	7.502	1.500	-	-	-	-	-	-

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital		Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital	
27/06/2019	Não aplicável	9.435.625.759,75	
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações	
1.152.254.440	0	1.152.254.440	

Tipo Capital		Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital	
27/06/2019	Não aplicável	9.435.625.759,75	
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações	
1.152.254.440	0	1.152.254.440	

Tipo Capital		Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital	
28/04/2006	Não aplicável	9.435.625.759,75	
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações	
1.152.254.440	0	1.152.254.440	

Tipo Capital		Capital Autorizado	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital	
30/04/2021	Não aplicável	0,00	
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações	
365.660.306	0	365.660.306	

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

12.2. Emissores estrangeiros devem descrever os direitos de cada classe e espécie de ação emitida e as regras de seu país de origem e do país em que as ações estejam custodiadas no tocante a:

- a) direito a dividendos;
- b) direito de voto;
- c) conversibilidade em outra classe ou espécie de ação, indicando:
 - i. condições
 - ii. efeitos sobre o capital social
- d) direitos no reembolso de capital;
- e) direito a participação em oferta pública por alienação de controle;
- f) restrições à circulação;
- g) condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários;
- h) possibilidade de resgate de ações, indicando:
 - i. hipóteses de resgate
 - ii. fórmula de cálculo do valor de resgate
- i) hipóteses de cancelamento de registro, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação;
- j) hipóteses em que os titulares de valores mobiliários terão direito de preferência na subscrição de ações, valores mobiliários lastreados em ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, bem como das respectivas condições para o exercício desse direito, ou das hipóteses em que esse direito não é garantido, caso aplicável;
- k) outras características relevantes

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui outros valores mobiliários emitidos no Brasil que não sejam ações e que não tenham vencido ou sido resgatados.

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui outros valores mobiliários emitidos no Brasil que não sejam ações e que não tenham vencido ou sido resgatados.

12.5 Mercados de negociação no Brasil

12.5. Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação
--

As ações ordinárias (CPFE3) da CPFL Energia são admitidas à negociação na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão sob o código “CPFE3”.

12.6 Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui mais valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

12.7 Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que não houve títulos emitidos no exterior nos últimos três exercícios sociais pela Companhia.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

12.8. Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos últimos 3 exercícios sociais, indicar:

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Não aplicável, visto que não houve ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais.

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável.

c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável.

12.9 Outras informações relevantes

12.9. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações relevantes com relação a este item 12.

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Status	Justificativa
GUSTAVO ESTRELLA	Diretor Presidente	Registrado	
YUEHUI PAN	Diretor de Relações com Investidores	Substituído	

13.1 Declaração do diretor presidente

13. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário

13.1. Declaração individual do Presidente

GUSTAVO ESTRELLA, brasileiro, casado, administrador, portador da cédula de identidade RG nº 8.806.922, expedido pela SSP/SP, inscrito no CPF/MF sob o nº 037.234.097-09, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil, na qualidade de Diretor Presidente da CPFL Energia S.A., sociedade por ações com registro de capital aberto na categoria "A" perante a CVM, com sede na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, na Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.429.144/0001-93 atesta que:

(a) reviu o formulário de referência;

(b) todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos artigos. 15 a 20; e

(c) as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades.

DocuSigned by:

Gustavo Estrella

116A913385C8476...

Gustavo Estrella

Diretor Presidente

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

13.1. Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores

YUEHUI PAN, chinês, casado, contador, portador da cédula de identidade RNE nº V739928-Q (CGPI/DIREX/DPF), inscrito no CPF/MF sob o nº 061.539.517-16, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil, na qualidade de Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia S.A., sociedade por ações com registro de capital aberto na categoria "A" perante a CVM, com sede na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, na Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.429.144/0001-93 atesta que:

(a) reviu o formulário de referência;

(b) todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos artigos. 15 a 20; e

(c) as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades.

DocuSigned by:

Yuehui Pan

3599DDF075274EA...

YueHui Pan

Diretor Vice-Presidente Financeiro e de
Relações com Investidores

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável
Kedi Wang	Diretor de Relações com Investidores

Histórico dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Versão do FRE Entregue
GUSTAVO ESTRELLA	Diretor Presidente	V1 - V3
YUEHUI PAN	Diretor de Relações com Investidores	V1 - V1
Gustavo Estrella	Diretor Presidente/Relações com Investidores	V2 - V2