

Índice

1. Atividades do emissor	
1.1 Histórico do emissor	1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas	6
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais	12
1.4 Produção/Comercialização/Mercados	14
1.5 Principais clientes	41
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal	42
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior	49
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira	50
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)	51
1.10 Informações de sociedade de economia mista	55
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante	56
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital	57
1.13 Acordos de acionistas	59
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios	60
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas	61
1.16 Outras informações relevantes	62
2. Comentário dos diretores	
2.1 Condições financeiras e patrimoniais	71
2.2 Resultados operacional e financeiro	85
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases	94
2.4 Efeitos relevantes nas DFs	95
2.5 Medições não contábeis	96
2.6 Eventos subsequentes as DFs	98
2.7 Destinação de resultados	99
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs	101
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados	102
2.10 Planos de negócios	103
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional	105
3. Projeções	
3.1 Projeções divulgadas e premissas	106
3.2 Acompanhamento das projeções	107

Índice

4. Fatores de risco	
4.1 Descrição dos fatores de risco	108
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco	135
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado	136
4.4 Processos não sigilosos relevantes	139
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes	155
4.6 Processos sigilosos relevantes	156
4.7 Outras contingências relevantes	157
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos	
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado	158
5.2 Descrição dos controles internos	162
5.3 Programa de integridade	165
5.4 Alterações significativas	170
5.5 Outras informações relevantes	171
6. Controle e grupo econômico	
6.1/2 Posição acionária	172
6.3 Distribuição de capital	182
6.4 Participação em sociedades	183
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico	185
6.6 Outras informações relevantes	186
7. Assembleia geral e administração	
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	187
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	191
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração	192
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal	194
7.4 Composição dos comitês	211
7.5 Relações familiares	227
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle	228
7.7 Acordos/seguros de administradores	231
7.8 Outras informações relevantes	232
8. Remuneração dos administradores	
8.1 Política ou prática de remuneração	234

Índice

8.2 Remuneração total por órgão	239
8.3 Remuneração variável	243
8.4 Plano de remuneração baseado em ações	245
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)	246
8.6 Outorga de opções de compra de ações	247
8.7 Opções em aberto	248
8.8 Opções exercidas e ações entregues	249
8.9 Diluição potencial por outorga de ações	250
8.10 Outorga de ações	251
8.11 Ações entregues	252
8.12 Precificação das ações/opções	253
8.13 Participações detidas por órgão	254
8.14 Planos de previdência	255
8.15 Remuneração mínima, média e máxima	256
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização	260
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração	261
8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado)	262
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada (Estruturado)	263
8.20 Outras informações relevantes	265
9. Auditores	
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração	266
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores	267
9.4 Outras informações relevantes	268
10. Recursos humanos	
10.1A Descrição dos recursos humanos	269
10.1 Descrição dos recursos humanos	271
10.2 Alterações relevantes	273
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados	274
10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados	276
10.4 Relações entre emissor e sindicatos	277
10.5 Outras informações relevantes	279
11. Transações com partes relacionadas	

Índice

11.1 Regras, políticas e práticas	280
11.2 Transações com partes relacionadas	281
11.2 Itens 'n.' e 'o.'	285
11.3 Outras informações relevantes	287
12. Capital social e Valores mobiliários	
12.1 Informações sobre o capital social	288
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras	289
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	290
12.4 Número de titulares de valores mobiliários	291
12.5 Mercados de negociação no Brasil	292
12.6 Negociação em mercados estrangeiros	293
12.7 Títulos emitidos no exterior	294
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas	295
12.9 Outras informações relevantes	296
13. Responsáveis pelo formulário	
13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE	297
13.1 Declaração do diretor presidente	298
13.1 Declaração do diretor de relações com investidores	299
13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual	300

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 Companhia Paulista de Força e Luz (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 de Energia S.A. (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 (New York Stock Exchange). 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 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.

1.1 Histórico do emissor

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 Energias Renováveis S.A. (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

- Em novembro de 2000 constituiu a Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL Piratininga), a qual recebeu a parcela cindida da então Bandeirante de Energia (EBE), através da Draft I Participações (DRAFT I), controlada integral da CPFL Paulista;
- Em janeiro de 2001 adquiriu, parte do capital social da Companhia Energética Rio das Antas (Ceran) através da CPFL Geração;
- Em julho de 2001 adquiriu a Rio Grande Energia S.A. (RGE) através da CPFL Paulista;
- Em março de 2002 adquiriu a totalidade da participação da VBC Participações (VBC), 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. (Enercan);
- Em agosto de 2002 constituiu a CPFL Comercialização Brasil S.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 Companhia Leste Paulista de Energia (CPFL Leste Paulista), Companhia Sul Paulista de Energia (CPFL Sul Paulista), Companhia Jaguari de Energia (CPFL Jaguari), Companhia Luz e Força de Mococa (CPFL Mococa), Paulista Lajeado Energia S.A. (Paulista Lajeado), CPFL Planalto Ltda. (CPFL Planalto), CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (CPFL Serviços) e CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. (Jaguari Geração);
- Em maio de 2007 constituiu a Nect, outrora denominada Chumpitaz Participações S.A.;
- Em maio de 2008 constituiu a CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimentos Ltda (CPFL Atende);
- A CPFL Bioenergia S.A. (anteriormente denominada 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. (CPFL Santa Clara I), Santa Clara II Energias Renováveis Ltda. (CPFL Santa Clara II), Santa Clara III Energias Renováveis Ltda. (CPFL Santa Clara III), Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda. (CPFL Santa Clara IV), Santa Clara V Energias Renováveis Ltda. (CPFL Santa Clara V), Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda. (CPFL Santa Clara VI), Eurus VI Energias Renováveis Ltda. (Eurus VI) 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;

1.1 Histórico do emissor

- 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 CPFL RGE Sul Distribuidora de Energia (CPFL RGE Sul), pela CPFL Jaguariúna; e em 15 de dezembro de 2017, a administração da CPFL RGE Sul e sua controladora CPFL Jaguariúna Participações Ltda. (CPFL Jaguariúna) aprovaram a incorporação da CPFL Jaguariúna pela CPFL 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 Agência Nacional de Energia Elétrica (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 CPFL RGE Sul). Com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019, a RGE foi incorporada pela CPFL RGE Sul. Como resultado dessa operação, a RGE deixou de existir;
- Em 20 de dezembro de 2018, adquirimos 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 Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logística Ltda. (CPFL Supre), Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda. (CPFL Finanças) e Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda. (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;
- Em 15 de abril de 2020 foi aprovada a constituição da Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. (Alesta), uma instituição financeira privada que opera na categoria de Sociedade de Crédito Direto (SCD), constituída sob a forma de uma sociedade por ações;
- Em 16 de julho de 2021 o Grupo adquiriu, através da CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda. (CPFL Cone Sul), o controle da CPFL Transmissão S.A. (anteriormente denominada Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T) 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: SPE Costa das Dunas Energia S.A. (Costa das Dunas), SPE Figueira Branca Energia Ltda. (Figueira Branca), SPE Gameleira Ltda. (Gameleira) e SPE Farol de Touros Energia S.A. (Farol de Touros);
- Em 25 de fevereiro de 2022, foi concedido pela CVM o registro e a autorização para a realização da oferta pública de ações CPFL Transmissão (OPA). Como resultado do leilão, a CPFL Cone Sul passou a deter 99,68% de ações ordinárias e 72,80% das ações preferenciais de emissão da CPFL Transmissão;
- Em 17 de novembro de 2022, no contexto de desestatização das empresas do Grupo CEEE pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul, 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%);
- No segundo semestre de 2022, após vários movimentos acionários, a CPFL Transmissão teve a conversão de seu registro de companhia aberta da Companhia da categoria "A" para a categoria "B". Além disso, a CPFL Cone Sul passou a ser titular de 100% do seu capital social total da CPFL Transmissão;
- Em 29 de dezembro de 2023, a CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (CPFL Serviços) aprovou, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da CPFL Eficiência Energética Ltda. (CPFL Eficiência) consolidando as atividades e o patrimônio de ambas as sociedades, visando maior eficiência

1.1 Histórico do emissor

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 sucedê-la 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 Maracanaú 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, sendo que a parcela cindida foi incorporada pela Companhia. Na mesma data, a CPFL Brasil aprovou aumento de capital, sendo este integralizado pela Companhia mediante a contribuição dos investimentos e dívidas oriundos da parcela cindida da CPFL Geração. Em seguida, a CPFL Brasil aportou o acervo descrito acima em sua até então controlada CPFL Transmissão. O objetivo desta reestruturação foi o de centralizar os investimentos nas empresas transmissoras, de modo a apresentar um segmento de transmissão mais bem definido;
- Em 31 de dezembro de 2024, a CPFL Renováveis aprovou, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação de suas investidas integrais Dobrevê Energia Ltda., PCH Holding Ltda. e SPE Turbina 16 Ltda., visando uma melhor gestão de seus custos. Com isso, a CPFL Renováveis sucedeu essas empresas em todos os seus bens, direitos, pretensões, faculdades e obrigações;
- Em 28 de março de 2025, a CPFL Geração celebrou um contrato de compra e venda de ações que teve por objeto a venda de 100% da sua participação detida na Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (Epasa) para a Ebrasil Gás e Energia S.A. O fechamento da operação estava condicionado ao cumprimento de certas condições precedentes estabelecidas no contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), sendo que, uma vez concluída a transação, a CPFL Geração passaria a não ter mais participação societária na Epasa. Em 10 de junho de 2025, foi confirmado o cumprimento de todas as condições precedentes e concluída a venda da participação societária na Epasa;
- Em 29 de abril de 2025, a CPFL Geração aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a cisão parcial referente a 1,85% do seu investimento na CPFL Renováveis, passando a deter 49% ao invés de 50,85%. O acervo líquido cindido foi incorporado pela Companhia, que passou a deter 51% de investimento sobre a Renováveis, ao invés de 49,15%. O objetivo desta transação foi o de simplificar a estrutura de controle e consolidação das empresas no Grupo CPFL;
- Em 05 de dezembro de 2025, foi aprovado, em Assembleia Geral da CPFL Transmissão, o aumento de capital subscrito pela CPFL Energia, por meio do qual esta passou a deter 51% das ações ordinárias da CPFL Transmissão. Em decorrência dessa operação, a CPFL Energia passou a exercer o controle direto da CPFL Transmissão, anteriormente exercido de forma indireta, por intermédio da CPFL Brasil;
- Em 31 de dezembro de 2025, a CPFL Renováveis aprovou, em Assembleia Geral, a incorporação das controladas SPE Cachoeira Grande Energia Ltda. (Cachoeira Grande), SPE Aiuruoca Energia Ltda. (Aiuruoca), CPFL Bio Pedra Ltda. (Bio Pedra), CPFL Bio Ipê Ltda. (Bio Ipê) e CPFL Bio Formosa Ltda. (Bio Formosa). Na mesma data, ocorreu a extinção das sociedades Varginha Energética S.A. (Varginha Energética) e DESA PCH II Energia S.A. (DESA PCH II). Essa reestruturação teve como objetivo a simplificação da estrutura de controle e a redução dos custos associados. Em decorrência das incorporações, a CPFL Renováveis sucedeu integralmente as sociedades incorporadas em todos os seus bens, direitos, pretensões, faculdades e obrigações;
- Em 02 de fevereiro de 2026, em Assembleia Geral da CPFL Geração, foi aprovada a sua incorporação pela CPFL Brasil. A referida operação foi previamente anuída pelos credores da CPFL Geração e devidos órgãos reguladores, incluindo o deferimento do cancelamento do seu registro como companhia aberta. A transação teve como objetivo a integração dos negócios de geração e comercialização de energia elétrica, visando à otimização da gestão do portfólio energético, ao aumento da competitividade do Grupo CPFL no mercado livre de energia, bem como ao aprimoramento de sua estrutura societária. Com a efetivação da incorporação, a CPFL Geração foi extinta, sendo a CPFL Brasil sua sucessora universal, assumindo a

1.1 Histórico do emissor

totalidade dos seus bens, direitos e obrigações. Desde então, os segmentos de geração e comercialização passaram a operar de forma integrada sob a denominação “segmento de geração e gestão de energia”.

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 investidas, gera, transmite, distribui e comercializa energia elétrica no Brasil, bem como presta serviços relacionados à energia. 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 sua controlada ESC Energia S.A. (ESC), detém 83,71% de nosso capital social.

O Grupo CPFL engloba as maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, sendo que ao longo de 2025 distribuímos 72.379 GWh de energia elétrica para 10,9 milhões de consumidores.

Em geração de energia elétrica, a nossa capacidade instalada em 31 de dezembro de 2025 era de 4.072 MW, por meio de 8 usinas hidrelétricas (UHEs) (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.390 MW), 47 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e centrais geradoras hidrelétricas (CGHs) (500 MW), 4 usinas termelétricas (UTES) a biomassa (185 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Estamos inseridos também no segmento de comercialização¹, comprando e vendendo energia elétrica de produtores de energia, consumidores livres e companhias de comercialização de energia, além de prestarmos serviços de agenciamento a consumidores livres perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e outros agentes, e serviços relacionados à energia elétrica a suas afiliadas e não afiliadas. Em 2025, o volume total da energia elétrica vendida pelas subsidiárias de comercialização foi de 19.138 GWh, sendo 1.264 GWh para partes afiliadas e 17.874 GWh para partes não afiliadas.

No âmbito dos negócios de transmissão de energia elétrica, estamos focados na sua expansão, tendo vencido com sucesso três dos leilões de transmissão da ANEEL greenfield de 2018, implicando na construção de aproximadamente 407 km em linhas de transmissão, culminando na adição de 2.343 MVA em nosso portfólio. Em julho de 2021, sagramos-nos vencedores do leilão de privatização da CEEE-T, que passou a ser denominada CPFL Transmissão, agregando ao Grupo CPFL com os equipamentos sob sua concessão – distribuídos em 87 subestações situadas no Estado do Rio Grande do Sul; com 172 transformadores – que totalizavam uma potência instalada de 10.234 MVA; e outros 1.047 MVA oriundos de participação em investimentos. Ainda, no leilão de transmissão da ANEEL greenfield, de 31 de outubro de 2025, a CPFL Transmissão sagrou-se vencedora do Lote 3, que compreende ativos nos estados do Rio Grande do Sul e do Paraná, com 115 km de linhas e 4 novas subestações, e início da operação previsto para 2030. O investimento (capex) estimado pela ANEEL é de R\$ 1,1 bilhão e a receita anual permitida (RAP) será de R\$ 81 milhões.

Os nossos segmentos de negócio são divididos da seguinte forma:

Distribuição

Em 2025, as nossas quatro subsidiárias de distribuição integralmente consolidadas entregaram 72.379 GWh de energia elétrica para 10,9 milhões de consumidores, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.

Geração

Em 31 de dezembro de 2025, nossa capacidade instalada em operação totalizava 4.072 MW, compreendendo 8 UHEs (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.390 MW), 47 PCHs e CGHs (500 MW), 4 usinas termelétricas a biomassa (185 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda, possuímos projetos eólicos (1.764 MW), solares (2.539 MW) e de PCHs (96 MW) em desenvolvimento, totalizando um pipeline de 4.399 MW.

¹ Em 02 de fevereiro de 2026, em decorrência da incorporação da CPFL Geração pela CPFL Brasil, conforme detalhado na seção 1.1 deste Formulário de Referência, os segmentos de geração e comercialização passaram a operar de forma integrada sob a denominação "segmento de geração e gestão de energia".

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Transmissão

Em 31 de dezembro de 2025, nosso segmento de transmissão era composto por 89 subestações, totalizando 16.343 MVA de potência instalada e 6.471 quilômetros de linhas de transmissão nas tensões de 69 kV, 138 kV e 230 kV, fazendo parte do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Ativos de 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	CC 080/02	CC 004/21	CC 001/11	CC 005/19	CC 011/19	CC 003/13	CC 006/15	CC 020/15
Localização	RS	RS	RS	RS	SC	RS	SP	SP	CE
Número de subestações	75	-	1	4	3	3	1	1	1
Nº de linhas de transmissão	132	1	-	7	4	4	0	-	-
Extensão de linhas de transmissão (km)	5.795	196	-	98	307	75	-	-	-
Potência	11.075	-	495	830	1.344	549	800	800	450
Prazo de concessão	2043	2032	2051	2041	2049	2049	2043	2045	2048
Receita anual permitida (RAP) – R\$ milhões	1.000	22	11	44	36	46	17	19	11

Cada subestação pode conter ativos de mais de uma empresa do grupo.

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 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 2025, vendemos 19.138 GWh de energia elétrica, sendo 1.264 GWh para partes afiliadas e 17.874 GWh para partes não afiliadas.

Serviços

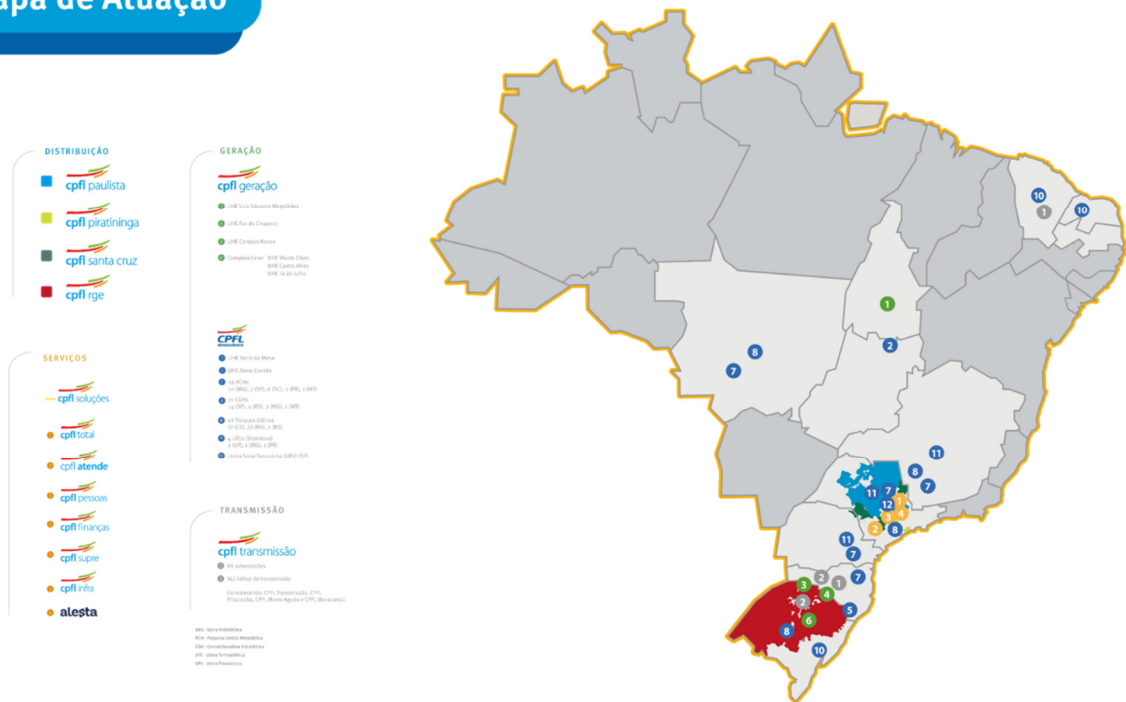
Relatamos os resultados das nossas atividades de prestação de serviços como um segmento de operação individual. Nossas atividades nesse segmento incluem prestação de serviços relacionados à energia elétrica, como projetos e construção, para nossas partes relacionadas e não relacionadas.

Adicionalmente aos cinco segmentos operacionais referidos acima, consolidamos determinadas atividades como “outras”, as quais consistem principalmente em nossas despesas como holding.

O diagrama a seguir mostra o nosso território de atuação em 31 de dezembro de 2025:

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Mapa de Atuação



Nossa estratégia

Nosso objetivo geral é ser a principal empresa de serviços públicos em energia da América do Sul, fornecendo energia elétrica e serviços confiáveis aos nossos clientes ao mesmo tempo em que criamos valor para nossos acionistas. Buscamos atingir esses objetivos em todos os nossos setores de atuação (distribuição, geração, transmissão, comercialização e serviços) mediante a 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:

Conclusão do desenvolvimento de nossos projetos de geração renovável existentes

Em 31 de dezembro de 2025, a nossa capacidade instalada total consolidada era de 4.072 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 contratos de compra e venda de energia (Power Purchase Agreement, ou PPA) 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 2.906 MW e um portfólio total de 4.399 MW de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos nos próximos anos.

Foco 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 67,4% de nosso lucro consolidado no ano de 2025. 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 sempre que possível, sistemas automatizados. Reconhecemos a necessidade de investir em ativos digitais, como a tecnologia Smart Grid, e em 2025 implantamos 1.708 religadores automáticos de circuito, elevando o número total em nossas áreas de concessão para 21.584, os quais 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 dos nossos parceiros fornecedores de serviços de telecomunicações.

Para essa finalidade, planejamos fazer investimentos de capital agregando aproximadamente R\$ 6.481 milhões em

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

2026 e R\$ 6.991 milhões em 2027. Do total de investimentos orçados neste período, R\$ 10.736 milhões (ou 79,7%) deverão ser investidos em nosso segmento de distribuição, R\$ 2.077 milhões (ou 15,4%) em nossos negócios de transmissão e R\$ 501 milhões (ou 3,7%) em nosso segmento de geração e gestão de energia. Além disso, neste período, planejamos investir R\$ 158 milhões (ou 1,2%) em nossas atividades de serviços.

Já nos comprometemos contratualmente com parte desses gastos, principalmente em projetos de geração. Para mais informações vide "Item 2.1. alínea (c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros". 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 2.10. alínea (a) deste Formulário de Referência.

Expansão e fortalecimento da 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 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 backoffice 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 CPFL RGE ao portfólio do Grupo CPFL, explorando sinergias operacionais com a concessão herdada da RGE, de forma que, após a incorporação da RGE pela RGE Sul, consolidamos a operação em uma única companhia, a própria RGE Sul (agora operando sob a denominação CPFL RGE), e, posteriormente, com a incorporação de algumas subsidiárias de distribuição menores pela CPFL Jaguari (operando sob a denominação CPFL Santa Cruz) nos beneficiamos de uma estrutura corporativa mais enxuta. Além disso, integramos com sucesso a CPFL Transmissão (adquirida do Governo do Estado do Rio Grande do Sul, em 2021), onde exploramos sinergias operacionais com outros negócios que possuímos no Estado.

A 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. Além disso, 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.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Estratégia e gestão para o desenvolvimento sustentável e responsabilidade social nas comunidades em que operamos

Em 2022, lançamos nosso Plano ESG¹ 2030, 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 produção e consumo de energia, maximizando os nossos impactos positivos na sociedade e na cadeia de valor. Para isso, definimos pilares de atuação, assumindo compromissos públicos, revisados anualmente, que contribuem para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU), e são monitorados por um conjunto de indicadores estratégicos e táticos, que compõem nossa ferramenta de gestão.

A partir da estratégia definida no Plano ESG, 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 estufa (GEE). 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, por meio da elaboração do nosso inventário anual de emissões; (2) gestão de riscos e oportunidades climáticas, por meio de um mapa que consolida os principais impactos a 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.

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, 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.

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.

Em busca de melhores práticas de governança corporativa

O modelo de governança corporativa da Companhia 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 2025, a CPFL completou 21 anos da abertura de seu capital na B3. Com mais de 110 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui atualmente ações listadas no Novo Mercado da B3.

Além disso, a Companhia possui uma Diretoria de Governança Corporativa, composta por duas gerências e uma coordenação, que responde diretamente ao Conselho de Administração e assessora a alta administração e os órgãos

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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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.

Diferencia-se por contar com uma coordenação voltada ao monitoramento de temas estratégicos de interesse do Conselho de Administração, além de monitorar a execução e o desenvolvimento dos assuntos deliberados pelo órgão, com suporte das áreas de negócio do Grupo. Como resultado desse trabalho, e por meio da apresentação de indicadores, o Conselho conta com uma ferramenta de gestão pioneira no mercado brasileiro para os processos de Governança do Grupo CPFL.

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 72.379 GWh em 2025, e 72.897 GWh em 2024 de energia elétrica para 10,9 e 10,7 milhões de consumidores, respectivamente, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.

Geração

Em 31 de dezembro de 2025, nossa capacidade instalada total consolidada era de 4.072 MW, sendo 2.906 MW calculada com base em nossa participação de 100% na CPFL Renováveis, e o restante (1.166 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 47 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 500 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 1.390 MW. A CPFL Renováveis possui também quatro UTEs a biomassa em operação, com capacidade instalada total de 185 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 citada, através das nossas subsidiárias CPFL Geração¹, CPFL Renováveis e Jaguari Geração, possuímos também uma capacidade instalada de 1.996 MW por meio de nossos empreendimentos controlados em conjunto, subsidiárias e demais participações.

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 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 e geradores. Em 2025, vendemos 19.138 GWh de energia elétrica, dos quais 17.874 GWh foram vendidos para partes não afiliadas. Com relação a 2024, vendemos 22.322 GWh de energia elétrica, dos quais 21.621 GWh foram vendidos para partes não afiliadas.

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 o que aconteceu com o vencimento do leilão de privatização da CEEE-T, do Rio Grande do Sul em 2021, com aproximadamente 6 mil quilômetros de linhas e 15,7 mil estruturas à época – agora gerenciadas sob a marca CPFL Transmissão. A CPFL Transmissão tem grande potencial de sinergia com outros negócios que possuímos no Rio Grande do Sul. Naquele estado, possuímos a CPFL RGE no segmento de distribuição, 4 parques eólicos, 4 PCHs e 5 UHEs. Além disso, houve novos investimentos com a construção de dois

¹ A CPFL Geração, que até 31 de dezembro de 2025 era controlada integral da Companhia, foi incorporada, em 2 de fevereiro de 2026, pela subsidiária CPFL Brasil, conforme detalhado na Seção 1.1 deste Formulário de Referência.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

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).

No leilão de transmissão da ANEEL greenfield, de 31 de outubro de 2025, a CPFL Transmissão sagrou-se vencedora do Lote 3, que compreende ativos nos estados do Rio Grande do Sul e do Paraná, com 115 km de linhas e 4 novas subestações, e início da operação previsto para 2030. O capex estimado pela ANEEL é de R\$ 1,1 bilhão e a RAP será de R\$ 81 milhões.

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 principalmente de nossas despesas como holding.

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

(Valores em R\$ / mil)

2025	Receita líquida	Vendas entre segmentos	Venda total	% em relação receita líquida
Distribuição	36.531.151	13.306	36.544.457	82,37%
Geração	3.272.911	1.778.778	5.051.689	11,39%
Transmissão	1.635.891	434.151	2.070.042	4,67%
Comercialização	2.692.087	70.741	2.762.828	6,23%
Serviços	234.086	1.033.478	1.267.564	2,86%
Outros	1.655	0	1.655	0,00%
Eliminações*	0	(3.330.454)	(3.330.454)	-7,51%
Total	44.367.781	0	44.367.781	100%

*Eliminações de operações intersegmentos.

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

(Valores em R\$ / mil)

2025		
Segmentos:	Lucro líquido / Prejuízo	% em relação ao lucro líquido da companhia
Distribuição	3.870.653	67,40%
Geração	1.928.935	33,59%
Transmissão	268.686	4,68%
Comercialização	(298.550)	-5,20%
Serviços	198.106	3,45%
Outros	(225.278)	-3,92%
Total	5.742.552	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.

Abaixo é apresentado o detalhamento de nossas operações de geração. No item 1.4.b abaixo, 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 4.072 MW em 31 de dezembro de 2025. 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, o índice 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, 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 o 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.

Possuímos em nosso portfólio usinas hidrelétricas (UHEs), pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), centrais geradoras hidrelétricas (CGHs), usinas eólicas, usinas termelétricas (UTES) a biomassa e uma usina fotovoltaica. Para fins de simplificação, no âmbito deste Formulário de Referência, a Companhia classifica como UHEs as usinas hídricas com potência acima de 30 MW. As PCHs são aquelas com potência entre 5 MW e 30 MW, enquanto as CGHs correspondem às usinas com potência de até 5 MW.

Possuímos uma participação de 100% na CPFL Renováveis (direta e indiretamente), uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, ERSA – Energias Renováveis S.A., que detém

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

participação em 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. 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 da Axia (anteriormente Eletrobrás - 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).

Usinas hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2025, nossa subsidiária CPFL Renováveis possuía participação de 51,54% na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa, que até 2020 pertencia à CPFL Geração. 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 controlada em conjunto Chapecoense, a CPFL Brasil (sucessora da 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, 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 indicados na tabela 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 (Semesa):** corresponde à maior UHE do portfólio do Grupo (por meio de sua subsidiária CPFL Renováveis), localizada no Estado de Goiás, composta por três unidades geradoras que visam o aproveitamento da energia hidráulica do curso principal e afluentes do rio Tocantins. Furnas (atualmente Axia), que recebeu da União a outorga de concessão pelo prazo de 30 anos, iniciou a construção da usina em 1985, porém em meados da década de 90 conduziu estudos para instrumentalizar parceria junto a empresa privada para conclusão e operação do empreendimento que se encontrava em atraso. Em 3 de março de 1994, Furnas realizou licitação pública para selecionar interessados em receber parte da potência da usina e sua correspondente energia em contrapartida da conclusão da construção da usina. A Energisa (hoje sucedida pela CPFL Renováveis) ofereceu a melhor proposta, requerendo 51,54% da potência e energia da UHE Serra da Mesa a partir da entrada em operação comercial do empreendimento para conclusão da construção da usina. A relação entre a CPFL Renováveis e Furnas é fundada através de um contrato geral, resultante do processo de seleção e homologado pelo DNAEE (regulador da época) que estabelece, dentre outros: i) os investimentos necessários para construção e operação da usina, incluindo reparação e modernização ficariam sob responsabilidade da CPFL Renováveis, que disponibilizaria estes investimentos para a Furnas via contrato de arrendamento; ii) assecuração de 51,54% da potência e da energia da usina para a CPFL Renováveis pelo prazo do arrendamento; e iii) Furnas é responsável por operar a usina a ela arrendada pela CPFL Renováveis. 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 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 novamente estendido para 10 de maio de 2046;
- **Complexo Hidrelétrico Ceran:** por meio da CPFL Brasil, 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 CSN (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 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 Brasil:

- **Monte Claro (Complexo Ceran):** a primeira unidade de geração da UHE Monte Claro começou a operar em 2004, seguida pela segunda unidade em 2006. 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. 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;
- **Castro Alves (Complexo Ceran):** a primeira unidade de geração da UHE Castro Alves começou a operar em março de 2008, seguida pela segunda unidade em abril do mesmo ano. A usina tornou-se completamente operacional em junho de 2008, quando a terceira unidade de geração iniciou as operações. 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. Por fim, através da Resolução Autorizativa nº 15.143/2024, o prazo de outorga foi estendido para 17 de janeiro de 2041;
- **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. 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. Por fim, através da Resolução Autorizativa nº 15.143/2024, o prazo de outorga foi estendido para 15 de março de 2041;
- **Barra Grande (Baesa):** UHE localizada entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, composta por três unidades geradoras que visam o aproveitamento hidrelétrico do rio Canoas. Iniciou parcialmente suas atividades operacionais em 2005 (1ª unidade de geração), tornando-se completamente operacional em 2006 (2ª e 3ª unidades de geração). Possui outorga de concessão para explorar por 30 anos o aproveitamento hídrico. A CPFL Renováveis detém 25,01% de participação, sendo os demais acionistas a Alcoa Alumínio com 42,18%, Companhia Brasileira de Alumínio (CBA) com 15%, Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas (DME) com 8,82% e Barra Grande Participações S.A com 9%. A CPFL Renováveis comercializa a energia assegurada deste complexo (proporcional a participação) com as empresas do Grupo CPFL. Em 2022, devido à repactuação do GSF, a concessão do empreendimento foi estendida, por meio da Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, para 9 de março de 2041;
- **Campos Novos (Enercan):** por meio da CPFL Brasil, detemos uma 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. 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 Brasil. 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:** por meio da CPFL Brasil, 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 Axia Energia, que detém uma participação de 40% e a CEEE-G, atual CSN, 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. 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. 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.

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de outorga	Energia assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE	Serra da Mesa	51,54%	657,14	1.275	16/05/2046	2.734,68	5.305,90
UHE	14 de Julho	65,00%	65,00	100	15/03/2041	257,37	395,95
UHE	Monte Claro	65,00%	84,50	130	07/11/2039	303,49	466,91
UHE	Castro Alves	65,00%	84,50	130	17/01/2041	340,50	523,85
UHE	Foz do Chapecó	51,00%	436,05	855	02/02/2042	1.826,79	3.581,96
UHE	Campos Novos	52,12%	458,57	880	08/01/2039	1.744,67	3.348,07
UHE	Barra Grande	25,01%	172,57	690	09/03/2041	779,95	3.118,56
UHE	Lajeado	4,15% ¹	37,45	902,49	24/09/2035	174,59	4.203,92
	Total		1.995,78	4.962,49		8.162,04	20.945,12

(1) A Jaguari Geração possui 59,93% da empresa Paulista Lajeado, que por sua vez possui 6,93% de participação na energia assegurada da UHE Luís Eduardo Magalhães (Lajeado), resultando em 4,15%.

Pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e centrais geradoras hidrelétricas (CGH)

As PCHs são usinas com capacidade de geração entre 5 MW e 30 MW e uma área de reservatório de até três quilômetros quadrados. Uma típica PCH opera sob um sistema de “fio d’água” e, como resultado, poderá sofrer ociosidade quando o fluxo de água disponível for 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. As PCHs 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.

As CGHs são usinas hidrelétricas de tamanho e potência ainda menores que as PCHs. Esses empreendimentos têm o potencial de gerar até 5MW de energia.

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. Em 2024, a CPFL Renováveis estabeleceu um centro de operação para o gerenciamento e monitoramento de nossas usinas na cidade de Campinas, no estado de São Paulo.

Em 31 de dezembro de 2025, todas as nossas PCHs e CGHs estavam sob a gestão da CPFL Renováveis.

Rio do Peixe (I e II): usina localizada no Estado de São Paulo, composta por duas unidades geradoras que visam o aproveitamento hidrelétrico do rio do Peixe. Iniciou suas atividades em setembro de 1992, com outorga de concessão por 20 anos, vencida em 2012.

Em 31 de outubro de 2012 a concessão foi renovada por um período de 30 anos sob a Medida Provisória nº 579 de setembro de 2012 (posteriormente convertida na lei nº 12.783/13, de 11 de janeiro de 2013) sob as 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 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. Em 14 de dezembro de 2012 a ANEEL publicou a Resolução 521/12 estabelecendo que as concessões de geração a serem renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13 deveriam

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

ser divididas em entidades operacionais separadas das empresas de distribuição, nos casos em que a capacidade instalada da entidade concessionária original excedesse 1 MW. Em 22 de setembro de 2020, por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 9.230/2020, a concessão foi transferida da CPFL Geração para a CPFL Renováveis.

- PCHs (usinas com potência entre 5 MW e 30 MW)**

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de outorga	Energia assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE ^(a)	Rio do Peixe II	100%	15,00	15,00	04/12/2042	50,72	50,72
PCH	Alto Irani	100%	21,00	21,00	01/09/2035	120,01	120,01
PCH	Americana	100%	30,00	30,00	27/03/2029	78,65	78,65
PCH	Arvoredo	100%	13,00	13,00	12/07/2044	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	25/05/2051	136,13	136,13
PCH	Cocais Grande	100%	10,00	10,00	06/12/2042	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	03/04/2029	67,98	67,98
PCH	Eloy Chaves	100%	19,00	19,00	13/10/2029	106,87	106,87
PCH	Esmeril	100%	5,04	5,04	12/11/2029	25,23	25,23
PCH	Figueirópolis	100%	19,41	19,41	26/02/2045	110,38	110,38
PCH	Jaguari	100%	11,80	11,80	14/02/2029	78,84	78,84
PCH	Lucia Cherobim	100%	28,00	28,00	16/01/2055	145,15	145,15
PCH	Ludesa	60%	18,00	30,00	11/02/2041	111,43	185,71
PCH	Mata Velha	100%	24,00	24,00	30/09/2032	114,76	114,76
PCH	Ninho da Águia	100%	10,00	10,00	02/01/2048	56,94	56,94
PCH	Novo Horizonte	100%	23,00	23,00	15/05/2036	91,10	91,10
PCH	Paio	100%	20,00	20,00	22/03/2047	96,54	96,54
PCH	Pinhal	100%	6,80	6,80	13/11/2029	32,41	32,41
PCH	Plano Alto	100%	16,00	16,00	03/04/2041	89,97	89,97
PCH	Salto Góes	100%	20,00	20,00	17/03/2048	97,24	97,24
PCH	Santa Luzia Alto	100%	28,50	28,50	12/10/2049	161,36	161,36
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	20/09/2029	49,32	49,32
PCH	Varginha	100%	9,00	9,00	24/06/2046	47,22	47,22
PCH	Várzea Alegre	100%	7,50	7,50	31/03/2048	42,75	42,75
Total			451,80	463,80		2.295,66	2.369,94

(a) Apesar de possuir características técnicas que a caracterizariam como uma PCH, o modelo comercial de acordo com a Lei 12.783/2013 a classifica como uma UHE.

- Centrais geradoras hidrelétricas (usinas menores que 5 MW dispensadas de concessão e autorização)^(a)**

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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Fonte	Nome	Participação CPFL	Potência CPFL (MW)	Potência (MW)	Fim de outorga
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%	0,67	0,67	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
Total			35,82	35,82	

- (a) 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.

Usinas termelétricas (UTES) a biomassa

UTES 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). A construção de UTES a biomassa ocorre em um período mais curto do que o de PCHs. Além disso, o investimento necessário por MW instalado em uma UTE a biomassa é proporcionalmente menor do que o exigido para a construção de uma PCH. No entanto, a operação dessas usinas é mais complexa, pois envolve a aquisição, a logística e o processamento de insumos orgânicos para a geração de energia. Consequentemente, os custos operacionais das UTES a biomassa tendem a ser mais elevados do que os das PCHs.

Apesar de serem mais complexas, as UTES 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 UTES a biomassa em comparação com usinas termelétricas de fontes não renováveis. Adicionalmente, mesmo elas sendo elegíveis para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, 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 UTES 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.

Em 2023, devido a negociações e em comum acordo entre as partes, o Grupo CPFL realizou a transferência dos ativos imobilizados da Bio Formosa (40 MW) para o Grupo Vale Verde e encerrou todas as transações entre os grupos.

Em 2024, em função das negociações e em comum acordo entre as partes, o Grupo CPFL realizou a transferência dos ativos imobilizados da Bio Ipê (25 MW), Bio Pedra (70 MW) e Bio Buriti (74,2 MW) para o Grupo Pedra durante o exercício de 2024 e encerrou todas as transações entre os grupos.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em 31 de dezembro 2025 a CPFL Renováveis realizou a incorporação das subsidiárias Bio Formosa, Bio Pedra e Bio Ipê. Esta reestruturação teve o objetivo de simplificar a estrutura societária e de controle do Grupo CPFL e reduzir os custos associados.

A CPFL Renováveis atualmente possui 4 UTEs a biomassa sob o regime de autorização, localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná.

- **UTE Alvorada:** a UTE Alvorada, localizada na cidade de Araporã, no Estado de Minas Gerais, iniciou suas operações em novembro de 2013. 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. Toda a sua energia é vendida para 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 controlava a UTE Bio Ester, localizada no município de Cosmópolis, no estado de São Paulo. Cerca de 7 MW médios de energia de cogeração da UTE Ester foram comercializados no leilão de fontes alternativas de energia de 2007, por um período de 15 anos. O restante de energia produzida será vendido no mercado livre por 21 anos;
- **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. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia associado em vigor até 2033 com a CPFL Brasil.

Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de outorga	Energia assegurada	
		Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL GWh	GWh
Alvorada ^(a)	100,00%	50,00	50,00	09/11/2043	87,60	87,60
Baldin ^(a)	100,00%	45,00	45,00	27/08/2040	60,44	60,44
Coopcana ^(a)	100,00%	50,00	50,00	28/08/2043	118,26	118,26
Bio Ester ^(a)	100,00%	40,00	40,00	03/06/2040	77,09	77,09
	Total	185,00	185,00		343,39	343,39

(a) Usina que teve o prazo de outorga deslocado devido ao 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".

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.

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

(a) Usina solar fotovoltaica com capacidade instalada igual ou inferior a 5.000 kW dispensado de ato autorizativo conforme consta na Resolução Normativa nº 876/2020, devendo apenas registrar sua operação junto à ANEEL.

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A construção de um parque eólico é menos complexa do que a de uma PCH, pois envolve principalmente a preparação da fundação e a instalação das turbinas, montadas no local pelos fornecedores. Além disso, o tempo de execução é menor e o investimento por MW instalado, proporcionalmente inferior ao de uma PCH. No entanto, a operação pode ser mais desafiadora, com maiores riscos devido à variabilidade dos ventos, especialmente no Brasil, onde o histórico de medições ainda é limitado.

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 PCHs 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 1.500 GW no Brasil, um volume que ultrapassa significativamente a capacidade total instalada do país de 30 GW em dezembro de 2023, 34 GW em dezembro de 2024 e 35 GW em dezembro de 2025, 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 crédito 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, iniciou suas operações em março de 2014. A energia elétrica desses parques eólicos foi vendida por meio de um Leilão de fontes alternativas (LFA) de 2010, com os CCEARs em vigor até 2033;
- **Complexo Bons Ventos:** o Complexo Bons Ventos é composto pelos parques eólicos Bons Ventos, Canoa Quebrada, Enacel e Taíba Albatroz. Está localizado no estado do Ceará e possui um acordo de associação com a Axia, nos termos do PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição dos parques eólicos do Complexo 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. 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;
- **Complexo Eurús:** o Complexo Eurús é composto pelos parques eólicos Eurús I e Eurús III. O Complexo Eurús vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva 2010;
- **Complexo SIIF:** o Complexo SIIF é composto pelos parques eólicos Foz do Rio Choró, Icaraizinho, Praia Formosa e Paracuru, localizados no estado do Ceará. O complexo comercializa sua energia por meio de contratos de longo prazo, contribuindo para a matriz energética renovável do país. O Complexo SIIF foi adquirido em 2011, consolidando-se como um dos principais ativos de geração eólica da região. Desde então, seus parques continuam operando sob contratos firmados no âmbito do PROINFA, garantindo previsibilidade e estabilidade na comercialização da energia gerada;
- **Complexo Macacos:** o Complexo Macacos é composto pelos parques eólicos Pedra Preta, Costa Branca, Juremas e Macacos. O Complexo de Macacos vendeu sua energia através do Leilão de Fontes Alternativas de 2010;
- **Complexo Morro dos Ventos:** o Complexo Morro dos Ventos é composto pelos parques eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX. O Complexo Morro dos Ventos vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva de 2009;
- **Morro dos Ventos II:** o parque eólico Morro dos Ventos II está localizado no estado do Rio Grande do Norte e iniciou suas operações em abril de 2015;
- **Pedra Cheirosa:** o Complexo Pedra Cheirosa, localizado no estado do Ceará, é composto pelos parques eólicos Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II. Este complexo eólico iniciou suas operações em junho de 2017;
- **Complexo Rosa dos Ventos:** em junho de 2013, a CPFL Renováveis adquiriu o complexo Rosa dos Ventos (composto pelos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), localizado no estado do

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Ceará. A energia elétrica produzida pela Rosa dos Ventos está sujeita a um acordo com a Axia no âmbito do PROINFA;

- **Complexo Santa Clara:** o Complexo Santa Clara, no estado do Rio Grande do Norte, abrange sete parques eólicos, com CCEAR associado em vigor até junho de 2032. O Complexo Santa Clara vendeu 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;
- **Complexo Gameleira:** o Complexo Gameleira é composto pelos parques eólicos Gameleira, Figueira Branca, Costa das Dunas e Farol de Touros, e está localizado no estado do Rio Grande do Norte. Em agosto de 2018, o Complexo eólico Gameleira vendeu 12 MW médios da energia em leilão e o restante no mercado livre.

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 ^(a)	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 ^(a)	100%	25,20	25,20	05/05/2046	117,38	117,38
Campo dos Ventos V ^(a)	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
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 Choró	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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Nome	Participação CPFL	Potência		Fim de outorga	Energia assegurada	
		Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
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 ^(a)	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 ^(a)	100%	29,40	29,40	09/12/2046	136,66	136,66
Santa Úrsula ^(a)	100%	27,30	27,30	15/11/2046	145,42	145,42
Ventos de Santo Dimas ^(a)	100%	29,40	29,40	11/10/2046	150,67	150,67
Ventos de São Benedito ^(a)	100%	29,40	29,40	13/08/2046	147,17	147,17
São Domingos ^(a)	100%	25,20	25,20	27/08/2046	117,38	117,38
Ventos de São Martinho ^(a)	100%	14,70	14,70	04/11/2046	74,46	74,46
Taíba Albatroz ^(a)	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
Total		1.383,44	1.390,24		5.387,60	5.415,94

- (a) Usina que teve o prazo de outorga deslocado devido ao parágrafo 12 do artigo 26 da Lei nº 9.427, 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".

Para controlar, supervisionar e operar remotamente os ativos de energia eólica, criamos um centro de monitoramento remoto em Fortaleza, no Ceará.

Restrições de geração – curtailment

Em 24 de novembro de 2025, foi promulgada a Lei nº 15.269/2025, que disciplina os mecanismos de compensação financeira aos geradores de fontes renováveis (eólicas e solares) afetados por eventos de curtailment (restrições de geração ordenadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em virtude da expansão das fontes intermitentes e da elevação da complexidade operacional do sistema interligado nacional). A regulamentação infralegal dos mecanismos de compensação previstos pela Lei nº 15.269/2025 ainda está pendente de edição pelo Ministério de Minas e Energia, com expectativa de implementação ao longo do exercício social de 2026. Para o Grupo CPFL, espera-se que a referida lei mitigue, ainda que parcialmente, os impactos financeiros decorrentes dos eventos de curtailment que afetaram os ativos de geração eólica e solar em 2025, sem que, contudo, seja capaz de compensar integralmente os prejuízos verificados no exercício.

b. característica do processo de distribuição;

i. Distribuição de energia elétrica

Somos um dos maiores grupos de distribuição de energia elétrica do Brasil, com base na quantidade de energia elétrica que distribuímos em 2025. Juntas, nossas quatro subsidiárias de distribuição fornecem energia elétrica para

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

uma região que abrange mais de 300 mil 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 10,9 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2025.

Possuímos quatro subsidiárias de distribuição de energia elétrica:

- **CPFL Paulista:** fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre mais de 90 mil 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 5,1 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2025. Em 2025, vendeu para consumidores cativos 17.591 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas em sua área de concessão, incluindo vendas para consumidores cativos e TUSD, a CPFL Paulista distribuiu 33.653 GWh de energia elétrica em 2025, respondendo por 22,7% do total de energia elétrica distribuída no estado de São Paulo e 5,9% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano. O contrato vigente da CPFL Paulista tem vencimento em 20 de novembro de 2027, mas com a assinatura do termo aditivo concluída em 2026, a prorrogação foi formalizada por mais 30 anos. Desta forma, o contrato aditivado terá vigência até 20/11/2057;
- **CPFL Piratininga:** fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre mais de 6 mil 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 2 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2025. Em 2025, vendeu para consumidores cativos 7.015 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas em sua área de concessão, incluindo vendas para consumidores cativos e TUSD, a CPFL Piratininga distribuiu 16.034 GWh de energia elétrica em 2025, representando aproximadamente 10,8% 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. O contrato vigente da CPFL Piratininga tem vencimento em 23 de outubro de 2028, mas com a assinatura do termo aditivo concluída em 2026, a prorrogação foi formalizada por mais 30 anos. Desta forma, o contrato aditivado terá vigência até 23/10/2058;
- **CPFL RGE:** fornece energia elétrica para uma área de concessão que cobre mais de 189 mil quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de 7,7 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 CPFL RGE tinha 3,2 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2025. Em 2025, vendeu para consumidores cativos 10.601 GWh de energia elétrica. Considerando as vendas em sua área de concessão, incluindo as vendas para consumidores cativos e TUSD, a CPFL RGE distribuiu 19.248 GWh de energia elétrica em 2025, respondendo por 57,9% do total de energia elétrica distribuída no estado do Rio Grande do Sul e 3,4% do total de energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano. O contrato vigente da CPFL RGE tem vencimento em 06 de novembro de 2027, mas com a assinatura do termo aditivo concluída em 2026, a prorrogação foi formalizada por mais 30 anos. Desta forma, o contrato aditivado terá vigência até 06/11/2057;
- **CPFL Santa Cruz:** fornece energia elétrica para uma área de concessão de mais de 20 mil quilômetros quadrados, com uma população de 1,1 milhão de pessoas que inclui 45 municípios no noroeste do estado de São Paulo, três municípios no estado do Paraná e três municípios no estado de Minas Gerais. Em 2025, a CPFL Santa Cruz vendeu para consumidores cativos 1.870 GWh de energia elétrica para 525 mil consumidores. Considerando as vendas em sua área de concessão, incluindo vendas para consumidores cativos e TUSD, a CPFL Santa Cruz distribuiu 3.443 GWh de energia elétrica em 2025, 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. O contrato vigente da CPFL Santa Cruz, prorrogado em 2015, tem vencimento em 07/07/2045.

Rede de distribuição

Nossas quatro distribuidoras possuem linhas de distribuição com níveis de tensão que variam, entre 44 kV a 345 kV. Essas linhas distribuem energia elétrica a partir de um ponto de conexão com a rede básica (empresas de transmissão de energia) para subestações distribuidoras de energia. Tais subestações, por sua vez, redistribuem esta energia em níveis de tensão menores através da rede de distribuição.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

As redes de distribuição de energia são compostas predominantemente de condutores aéreos, com níveis de tensão que variam entre 6,6 kV e 34,5 kV e são responsáveis pelo transporte da energia até o seu destino, que são os consumidores.

Os consumidores são classificados de acordo com o nível de conexão ao qual estão associados (AT: 36 a 345 kV), (MT: 6,6 a 34,5 kV) e (BT: até 1 kV). Há também uma distinção entre consumidores industriais, comerciais e residenciais.

Em 31 de dezembro de 2025, nossas redes de transmissão e distribuição consistiam em 349.481 quilômetros de linhas de distribuição, incluindo 541.388 transformadores de distribuição e 11.926 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 44,0 kV e 345 kV. Naquela data, tínhamos 430 subestações transformadoras, necessárias para redução do nível de tensão até valores adequados para distribuição, com capacidade total de transformação de 20.638 mega volt ampères. Dos consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 415 estão conectados em sistemas de alta tensão de 44 kV, 69 kV, 88 kV, 138 kV, 230 kV e 345 kV fornecida através de conexões diretas às nossas linhas de distribuição de alta tensão.

A Companhia esclarece que (i) as receitas das distribuidoras provenientes de atividades distintas da distribuição de energia são irrelevantes; 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 375,5 mil inspeções em campo durante 2025, como resultado do qual faturamos cerca de R\$ 80,6 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 2025 e 2024:

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025				
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL RGE	CPFL Santa Cruz
FEC ¹	2,86	2,77	4,45	2,69
DEC ²	4,71	3,86	9,03	4,64

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024				
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL RGE	CPFL Santa Cruz
FEC ¹	3,01	3,25	4,42	3,05
DEC ²	4,78	4,39	9,09	4,84

(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 a confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a DEC da CPFL Piratininga, da CPFL Santa Cruz e da CPFL Paulista são os três melhores do Brasil em valores apurados, respectivamente. As FECs das respectivas empresas também ficaram nas três melhores posições em valores absolutos em 2025, fato histórico para o grupo CPFL Energia.

Na CPFL RGE, houve um desempenho abaixo dos limites regulados estabelecidos pela ANEEL para os indicadores de continuidade no ano de 2025.

Informamos que todas as distribuidoras do Grupo CPFL Energia cumpriram com as metas estabelecidas pelo órgão regulador para os indicadores de continuidade globais em 2025.

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 financeira aos 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.

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. 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 2025, investimos R\$ 4.964 milhões 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, (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 investimentos, manutenções e conservação de rede preventivos.

Tarifas

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.

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, que 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. Estes 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica em 2025 e 2024:

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025

Tipo	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL RGE	CPFL Santa Cruz
Residencial	881,09	900,87	988,02	852,65
Industrial	945,91	876,09	979,09	944,98
Comercial	954,30	933,68	1.076,31	962,67
Rural	735,22	775,38	779,71	743,44
Outros	716,67	711,38	851,56	698,43
Média geral	863,90	884,82	961,25	832,92

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024

Tipo	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL RGE	CPFL Santa Cruz
Residencial	871,45	855,48	919,50	808,66
Industrial	866,84	802,45	874,42	830,10
Comercial	910,05	861,65	966,97	881,68
Rural	695,98	721,96	750,74	691,82
Outros	699,28	682,99	783,03	689,98
Média geral	843,34	834,11	889,76	785,88

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 PROINFA ou qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL. Comunidades indígenas e quilombolas recebem energia elétrica de graça até um consumo máximo de 50 kWh.

As tarifas de uso no sistema de distribuição são estabelecidas pela ANEEL. Em 2025, as receitas das tarifas pelo uso da nossa rede por consumidores livres e consumidores cativos totalizaram R\$ 26.416 milhões (R\$ 25.449 milhões em 2024).

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 2025, as vendas para consumidores cativos representaram 61% da quantidade de energia elétrica que entregamos e 53% de nossas receitas operacionais em comparação a 58% do volume de energia elétrica que entregamos e 57,1% de nossas receitas operacionais em 2024. 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 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:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- 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 CPFL 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 CPFL RGE, e a cada quatro anos para a CPFL Piratininga, a fim de restaurar o equilíbrio econômico-financeiro de nossas tarifas conforme contemplado nos contratos de concessão, e para determinar um fator de ajuste (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. Em maio/2024 a ANEEL alterou a Resolução nº 1.003/2022, por meio da Resolução nº 1.091/2024. Ao longo de 2025, a ANEEL debateu novos aprimoramentos, culminando na atualização da Resolução nº 1.003/2022, por meio da Resolução nº 1.114/2025, Resolução nº 1.117/2025, Resolução nº 1.120/2025, Resolução nº 1.121/2025, Resolução nº 1.126/2025, Resolução nº 1.127/2025, Resolução nº 1.135/2025, Resolução nº 1.147/2025 e Resolução nº 1.150/2026.
- 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.

Não ocorreram revisões extraordinárias em 2025 para as distribuidoras do Grupo CPFL.

Reajuste tarifário anual (RTA) e revisão tarifária periódica (RTP)

Em 22 de maio de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (REH) nº 3.460, que fixou o reajuste médio das tarifas da CPFL Santa Cruz, com vigência a partir de 22 de maio de 2025. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de 2,62%.

Em 30 de abril de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (REH) nº 3.452, que fixou o reajuste médio das tarifas da CPFL Paulista, com vigência a partir de 08 de abril de 2025. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de -3,66%.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em 18 de junho de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (REH) nº 3.473 que fixou o reajuste médio das tarifas da CPFL RGE, com vigência a partir de 19 de junho de 2025. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de 12,39%.

Em 21 de outubro de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (REH) nº 3.543, que fixou o reajuste médio das tarifas da CPFL Piratininga, com vigência a partir de 23 de outubro de 2025. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de 7,63%.

Descrição	Reajustes tarifários anuais (RTAs)			
	CPFL Santa Cruz (2)	CPFL Paulista	CPFL RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.460	3.452	3.473	3.543
Reajuste	1,03%	-2,19%	2,52%	10,00%
Parcela A	0,56%	3,72%	4,71%	10,27%
Parcela B	1,11%	2,13%	1,74%	-0,02%
Componentes financeiros	-0,64%	-8,05%	-3,94%	-0,25%
Efeito para o consumidor¹	2,62%	-3,66%	12,39%	7,63%
Data de entrada em vigor	22/05/2025	08/04/2025	19/06/2025	23/10/2025

Notas:

(1) O efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário;

(2) Aplicação do RTA foi postergado para maio/25 devido ao pedido de vista do processo por conta da solicitação de diferimento por parte da Santa Cruz para amortizar o percentual de 2026.

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

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 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 irre recuperáveis para empresas sob regimento do novo modelo de contrato regulado de distribuição, o qual se aplica à CPFL Santa Cruz e para a CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE a partir dos processos tarifários após a assinatura da nova versão do contrato de concessão em maio de 2026.

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 irre recuperáveis, aplicado apenas às empresas sob regime de contrato antigo .

Cada custo é determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

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 aumentar o nível de eficiência, e
- Determinar o fator X, que consiste em três componentes:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- 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 ganhos potenciais 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. Por sua vez, para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados sob os termos de novo modelo de contrato de concessão, o índice de inflação utilizado para representar 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.

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 incorridos 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. 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. 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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, que permaneceu vigente até julho de 2024, quando foi interrompida com o anúncio da bandeira amarela, seguida de bandeira verde em agosto, vermelha patamar 1 em setembro, vermelha patamar 2 em outubro, amarela em novembro e, finalmente, verde em dezembro. O ano de 2025 iniciou com bandeira verde até abril, sendo interrompido pela bandeira amarela em maio, seguido de bandeira vermelha patamar 1 nos meses junho e julho, bandeira vermelha patamar 2 em agosto e setembro, retornando a bandeira vermelha patamar 1 em outubro e novembro, finalizando o ano com bandeira amarela.

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 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 a CPFL RGE, 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 ABRADEE, o percentual de consumidores inadimplentes para nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL 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 2025, atendemos 279 milhões de solicitações de clientes. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências, que atendeu 12,1 milhões de solicitações de clientes em 2025. 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 92,98% 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

ii. Comercialização, transmissão de energia elétrica, serviços e outros

Operações de comercialização de energia elétrica

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 CPFL RGE), além de outros agentes no mercado de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais; e
- 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 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 de energia elétrica no mercado livre, praticados pela CPFL Brasil, são determinados por negociações bilaterais com seus fornecedores e clientes.

Transmissão de energia elétrica

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 76 subestações (todas situadas no Estado do Rio Grande do Sul), com potência instalada de 11.570 MVA, operando 5.991 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 TESB, CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II, que, em conjunto, possuem equipamentos sob sua concessão em 13 subestações, com potência de 4.773 MVA, operando em 480 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.

Abaixo, apresentamos os detalhes sobre os contratos de concessão do segmento de transmissão:

- **Contrato de concessão nº 055/2001:** firmado em 2001, e aditado em 2012, o contrato para transmissão de energia elétrica, estabelece: (i) quais os bens vinculados à concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente; (ii) as condições para a prestação do serviço; (iii) a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão; e (iv) a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

O aditivo de 2012 estabeleceu: (i) os valores de indenização das instalações não depreciadas, construídas posteriores a maio de 2000 – RBNI e das instalações não depreciadas, construídas anteriormente a maio de 2000 – Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), vide nota 13, (ii) o reajuste anual (julho) e revisão quinquenal da receita anual permitida (RAP). Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a ANEEL estabelece em regulamentação específica as regras e metodologia para

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

cálculo dessa revisão, e (iii) prorrogou o prazo do contrato de concessão por mais 30 anos, até 31 de dezembro de 2042.

- **Contrato de concessão nº 080/2002:** em 2002, a CPFL Transmissão firmou o contrato de concessão da LT 230kV UPME x Pelotas 3, que estabelece: (i) a obrigação de construir, operar e manter a infraestrutura a serviço da concessão, (ii) quais os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados (área geográfica de atendimento e classe de consumidores), (iii) a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, (iv) indenização ao final do contrato de concessão referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela CPFL Transmissão na infraestrutura a serviço da concessão, (v) prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da entrada em operação das instalações de transmissão, objeto do contrato, podendo ser renovado por igual período, desde que requerida até 36 meses antes do término do contrato.

A eventual prorrogação do contrato de concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições gerais do contrato, (vi) reajuste anual (julho) das tarifas e revisão nos casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, quando comprovados seus impactos. Os critérios e as metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela ANEEL, em regulamentação específica.

- **Contrato de concessão nº 004/2022:** em 2022 a CPFL Transmissão firmou contrato para a construção, operação e manutenção da subestação 230/138 kV Cachoeirinha 3, incluindo obras de seccionamento de linhas de transmissão 230 kV e 138 kV. O contrato de concessão previa a energização para até 30 de setembro de 2024, com RAP de R\$ 9 milhões, auferida a partir da data de disponibilidade para operação comercial das instalações, sendo que a energização e a entrada em operação comercial ocorreram em novembro de 2023.
- **Contrato de concessão nº 003/2026:** em 31 de outubro de 2025, a CPFL Transmissão arrematou o lote 3 no leilão de transmissão nº 4/2025, promovido pela ANEEL. O lote está localizado nos estados do Paraná e Rio Grande do Sul e contempla a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão, com prazo de 30 anos, contados a partir da assinatura do contrato de concessão. A proposta vencedora apresentada pela CPFL Transmissão prevê uma RAP de R\$ 81.156, sendo o investimento (capex) estimado pela ANEEL para o lote de R\$ 1.069.082 e início de operação previsto para fevereiro de 2030.
- **Contrato de concessão nº 001/2011:** em 2011 a TESB firmou o contrato para a construção, operação e manutenção de cinco linhas de transmissão e quatro subestações, referente ao lote A do leilão ANEEL 008/2010. O término desta concessão está previsto para 27 de julho de 2041, 30 anos a partir da data de assinatura do contrato.
- **Contrato de concessão nº 003/2013:** em 2013, a CPFL Piracicaba firmou contrato para construção, operação e manutenção de uma subestação de 440 kV, localizada no município de Piracicaba, no estado de São Paulo, além de uma linha de transmissão de aproximadamente 6,5 km de extensão que foi transferida para a CTEEP conforme previsto no edital do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2012.
- **Contrato de concessão nº 006/2015:** em 2015, a CPFL Morro Agudo firmou contrato para construção, operação e manutenção de uma subestação de 500/138 kV, localizada no município de Morro Agudo, no estado de São Paulo, bem como uma linha de transmissão de aproximadamente 1 km de extensão, que será transferida para a Ribeirão Preto Transmissão de Energia S.A. – RPTE, conforme previsto no edital do leilão de transmissão ANEEL 007/2014.
- **Contrato de concessão nº 020/2018:** em 2018, a CPFL Maracanaú firmou contrato para construção, operação e manutenção de uma subestação de 230/69 kV – 3 x 150MVA, localizada no município de Maracanaú, no estado do Ceará, além de um trecho de linha de transmissão de aproximadamente 2 km de extensão, conforme previsto no objeto do leilão de transmissão ANEEL 002/2018.
- **Contrato de concessão nº 005/2019:** em 2019, a CPFL Sul I firmou contrato para construção, operação e manutenção do lote 05 do leilão de transmissão ANEEL 004/2018, constituído por um novo pátio de 230 kV na SE Itá, com três bancos de transformadores 525/230 kV e duas linhas de transmissão em circuito duplo 230 kV a partir dessa subestação, sendo a primeira para a SE Pinhalzinho 2 com 105 km de extensão, e a segunda para a SE Xanxerê com 55 km.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- **Contrato de concessão nº 011/2019:** em 2019, a CPFL Sul II firmou contrato para construção, operação e manutenção do lote 11 do leilão de transmissão ANEEL 004/2018, quais sejam, a implantação da SE Porto Alegre 1 230/ 69 /13,8 kV- 3X83MVA, da SE Vila Maria 230 / 138 / 13,8 kV – 2X150MVA fruto do seccionamento da linha de transmissão 230kV Passo Fundo - Nova Prata, a implantação da SE Osório 3 230 kV a partir do seccionamento da linha de transmissão 230 kV Lagoa dos Barros – Osório 2, e ainda a implantação de outros três trechos de linha 230 kV em circuito simples, sendo o primeiro com aproximadamente 66 km ligando a SE Osório 3 – Gravataí 3, o segundo (subterrâneo) com aproximadamente 3,6 km ligando a SE Porto Alegre1- SE Jardim Botânico e o terceiro (subterrâneo) com aproximadamente 4 km ligando a SE Porto Alegre 1 – SE Porto Alegre 8.

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 230kV, 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 de manutenções em instalações elétrica, adotando todos os protocolos de saúde e segurança. Considera 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 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 também com atividades de trituração e separação de materiais, além de 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 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

reduz o uso do sistema de transmissão e exige menos geração de usinas centralizadas, beneficiando o consumidor e o setor elétrico como um todo. Atualmente, oferecemos produtos diretamente ao mercado externo, como geração de energia backup/emergência a gás e diesel, bem como geração de vapor, cogeração, subestações de média tensão, soluções em projetos de climatização (conforto e processo), armazenamento de energia, telemetria, gestão de carregamento de veículos elétricos e operação e manutenção. Além disso, esta linha de produto de eficiência energética atende as demandas dos programas de PEE e P&D da ANEEL, em projetos relacionados à geração solar fotovoltaica, armazenamento de energia e eletropostos de abastecimento veicular. Os contratos desta linha de produto seguem os modelos BOO (locação, operação e manutenção de ativos) ou TK (Turn Key);

- **CPFL Atende:** a 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:** subsidiária integral da Alesta, possui como objeto social a prestação de serviços administrativos de um modo geral e serviços complementares a empresa, inclusive serviços de assessoria administrativa de arrecadação, de cobranças e obtenção de informações cadastrais, além de outras atividades auxiliares e de representação;
- **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;
- **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.

c. característica do mercado de atuação, em especial:

O setor elétrico brasileiro

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), até 30 de setembro de 2025, a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil alcançou 258 GW. Desse total, cerca de 43% era proveniente de usinas hidrelétricas, cuja localização, em geral, está distante dos principais 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 192.872 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de aproximadamente 481.012 MVA.

Segundo a CCEE, o consumo de energia elétrica no Brasil totalizou aproximadamente 71.858 megawatts médios em 2024, representando crescimento de cerca de 3,9% em relação a 2023. Em 2025, o consumo permaneceu em patamar semelhante, com cerca de 71.996 megawatts médios, indicando relativa estabilidade no período. Ainda, de acordo com o PDE 2035, estima-se que o consumo de energia elétrica crescerá 3,3% ao ano entre os anos de 2026 e 2035. Entre os principais vetores de crescimento da demanda destacam-se a expansão dos setores de comércio e serviços, indústria e consumo residencial, além do surgimento de novas cargas relevantes, como projetos de hidrogênio de baixo carbono, centros de dados (data centers) e eletromobidade, que podem representar parcela significativa da demanda adicional de eletricidade ao longo da próxima década.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Atualmente, aproximadamente 22% da capacidade instalada no Brasil é de propriedade da Axia Energia, 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 explicativa nº 26 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- Consumidores industriais: as vendas para consumidores industriais finais responderam por 6,5% de receitas de vendas de energia elétrica em 2025;
- Consumidores residenciais: as vendas para consumidores residenciais finais responderam por 61,9% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2025;
- Consumidores comerciais: as vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 16,5% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2025;
- Consumidores rurais: as vendas para consumidores rurais responderam por 5,3% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em 2025;
- Outros consumidores: as vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 9,8% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2025.

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 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 de energia elétrica

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 de energia elétrica

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, 14 de Julho, Castro Alves, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, PCHs Sul Centrais 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 de energia elétrica

A transmissão de energia elétrica através das instalações da CPFL Transmissão e demais empresas do grupo integrantes do mesmo setor é definida pelo ONS. A ele cabe coordenar e controlar a operação do 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.

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 2025, 10,3% do total de energia elétrica adquirido por nossas distribuidoras foi adquirido de nossas subsidiárias de geração (incluindo nossas entidades controladas em conjunto).

Em 2025, compramos 9.571 GWh de energia elétrica da usina de Itaipu, chegando a 14,92% 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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\$ 17,66 kW. Nossas compras representam 18,56% 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 2025, pagamos uma média de R\$ 229.245 por GWh pelas compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 220.825 durante 2024. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 54.591 GWh de energia elétrica em 2025 de outras empresas geradoras além de Itaipu, representando 79,51% do total de energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 346.778 por GWh pelas compras de energia elétrica de outras empresas geradoras além de Itaipu em 2025, comparado a R\$ 311.931 por GWh em 2024.

A tabela a seguir mostra as quantidades compradas de nossos fornecedores no mercado regulado e no mercado livre, nos exercícios indicados.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de	2025	2024
	GWh	GWh
Energia comprada para revenda		
Itaipu	9.571	9.852
Mercado à vista / PROINFA ¹	839	906
Energia comprada no mercado regulado, através de contratos bilaterais e energia de curto prazo ²	53.753	60.105
TOTAL	64.162	70.863

(1) Energia comprada para revenda somente pelo PROINFA.
(2) Energia comprada para revenda através do mercado regulado e contratos bilaterais, bem como no mercado à vista.

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 minigeração 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 1.009/2022. Vide item 4.1.c – “No negócio de distribuição, devemos prever com o máximo de assertividade o consumo de energia de nosso mercado no curto, médio e longo prazo. Se o consumo realizado for diferente do previsto, iremos comprar ou vender, de forma compulsória, energia no mercado spot a

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

preços que podem gerar custos adicionais, que não podemos repassar integralmente aos consumidores, dependendo da situação.” deste Formulário de Referência.

Tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição: em 2025, pagamos um total de R\$ 4.950 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.

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.

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 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 CMO, 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 2004¹, 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 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

¹ Leis nº 10.847/04 e nº 10.848/04.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

atribuições. 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 (CMSE)**

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, autorizações e permissões

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:

- 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;

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- 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, e a depender dos termos do contrato, 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 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 seções “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 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. As diretrizes para elaboração do novo termo aditivo visaram 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 19 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 estas empresas listadas para renovação dos seus contratos de concessão estavam a CPFL Paulista e a CPFL RGE, vincendas em 2027, e a CPFL Piratininga, vincenda 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 seriam realizadas de forma individualizada, por meio de fiscalizações específicas dos processos que resultariam 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.

Em junho de 2024, o Governo Federal publicou o Decreto nº 12.068, que estabeleceu as diretrizes para renovação e licitação de concessões de distribuição de energia elétrica. Com base no decreto publicado, a ANEEL realizou a Consulta Pública nº 027/2024 (CP 027/2024) para a regulamentação das diretrizes e elaboração do termo aditivo contratual utilizado para a prorrogação. Como resultado da CP 027/2024, a ANEEL publicou no dia 27 de fevereiro o Despacho nº 517/2025 com a minuta de termo aditivo ao contrato de concessão, dando início ao prazo de 30 dias para que as distribuidoras apresentassem pedido, caso desejassem, de prorrogação antecipada. Dessa forma, no dia 28 de março, as distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL RGE protocolizaram junto à ANEEL os pedidos de prorrogação antecipada das respectivas concessões.

Em 2025 foram formalizadas duas antecipações de prorrogação de concessão, sendo estes os primeiros casos práticos de aplicação do Decreto nº 12.068/2024 e inaugurando, de forma estruturada, o novo ciclo regulatório de renovação das concessões no país.

Em 06 de maio de 2026, as distribuidoras do Grupo CPFL Energia – CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL RGE – assinaram os respectivos termos aditivos ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, com efeitos imediatos das cláusulas contratuais, prorrogando o prazo do Contrato de Concessão pelo período de trinta anos adicionais, a partir do termo contratual vigente, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

- 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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 garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzir o nosso negócio, o que pode resultar na aplicação de multas e na interdição dos nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial das nossas atividades.”.

- **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 prazo 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. Estão sujeitos a uma série de penalidades pela falha no cumprimento dos termos das autorizações: (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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 complementos das leis federais e 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 Administração conduz essas 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, colaboramos com programas de comunidades locais que, quando necessário, 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 consideram 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, definia as diretrizes nacionais para médias e grandes empresas e direitos humanos. Esse decreto foi revogado pelo Decreto nº 11.772, de 9 de novembro de 2023, que instituiu um grupo de trabalho interministerial com a finalidade de elaborar a proposta da Política Nacional de Direitos Humanos e Empresas. Os dispositivos resultantes dessa política deverão impactar significativamente toda a atividade empresarial no Brasil.

Embora a Política Nacional de Direitos Humanos ainda esteja em fase de elaboração e o Decreto nº 9.571/2018 tenha sido revogado, a Companhia continua a seguir as orientações anteriormente estabelecidas. Essas diretrizes incluem a 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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 2025 e 2024 totalizaram R\$ 330 milhões e R\$ 311 milhões, respectivamente.

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 2025, doações em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos.

ii. em favor de partidos políticos;

Não houve, ao longo do exercício de 2025, 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 2025, 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 2025.

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 (ASG), indicar:

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

A Companhia publica anualmente seu Relatório Anual utilizando a metodologia GRI – Global Reporting Initiative, os padrões do Sustainability Accounting Standards Board (SASB) 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 todas as partes interessadas 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, 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, oito das quinze categorias do escopo 3 que são aplicáveis ao negócio do Grupo CPFL. Além disso, em 2025 as metas baseadas na ciência foram validadas pelo Science Based Targets (SBTi) para redução das emissões de gases de efeito estufa.

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. Em 2025, a CPFL Energia alcançou pela segunda vez a pontuação “A” em Climate Change e pela primeira vez a pontuação “A” em Water Security, patamares mais altos concedido pela instituição, sendo reconhecidos como uma das empresas líderes com melhores práticas de transparência e performance nesses temas.

Ademais, divulgamos a publicação “Nossa jornada frente 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.

Em complemento ao relatório anual e considerando as melhores práticas, em 2025, a companhia divulgou pela primeira vez o Relatório de Governança Corporativa em versões português e inglês com o objetivo de disseminar o

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

tema para além da empresa, compartilhando a estrutura de governança do grupo CPFL, demonstrando o compromisso da companhia com os pilares de Governança Corporativa definidos pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC e apresentando os destaques do último ano aos seus stakeholders.

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

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 Técnica CPC nº 09 – Relato Integrado, com asseguração limitada por auditor independente registrado na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), diretrizes de reporte internacionalmente reconhecidas. Seguimos também os padrões do Sustainability Accounting Standards Board (SASB). 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 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; 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 2024 e 2025 foram auditados pela DNV.

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

Os relatórios e documentos estão disponíveis para consulta nos seguintes endereços eletrônicos:

- 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: <https://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=F9FITaSz4d4tci7N0SkZrw==&linguagem=pt>
- Link para os inventários de GEE publicados no Registro Público de Emissões: <https://registropublicodeemissoes.fgv.br/estatistica/estatistica-participantes/1077>
- Link direto para a Política de Sustentabilidade: <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=grmBHXBWDD9E9yUnn21j4A==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>
- Link para Política Ambiental: <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=aAonMui0wgo8GslFjT+nMA==&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=2erZfIR5TU2OIOBj80fpg==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- Link direto para Código de Conduta Ética: <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica>
- Link direto para a publicação "Nossa jornada contra as mudanças climáticas": <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=V+ONAjw9ORUHvcMx9LUoPA==&linguagem=pt>
- Link direto 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>
- Link para as últimas edições do Relatório de Governança Corporativa: <https://ri.cpfl.com.br/show.aspx?idCanal=R/4VUpMP0iToOCRicD9rMQ==&linguagem=pt>

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

O Estudo de Materialidade do Grupo CPFL foi atualizado em 2024, considerando os conceitos metodológicos de Dupla Materialidade, combinando a materialidade de impacto (efeitos das atividades da Companhia sobre meio ambiente e sociedade) e a materialidade financeira (como fatores ASG podem afetar o desempenho, posição financeira e perspectivas de negócio). O processo, conduzido com empresa especializada independente, contou com consulta online que reuniu 1.118 respostas de clientes (sobretudo dos segmentos de distribuição e serviços), colaboradores, investidores e fornecedores, complementada por pesquisa secundária com alta liderança, pares do setor, associações setoriais, organizações da sociedade civil, reguladores, imprensa e outros públicos relevantes.

Os indicadores-chave de desempenho ASG associados a esses temas materiais são monitorados trimestralmente pelo Comitê Executivo de Sustentabilidade, pela Diretoria Executiva, pelo Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG e pelo Conselho de Administração, em sua maioria conectados aos compromissos públicos do Plano ESG 2030. Para a relação completa dos indicadores monitorados, vide o capítulo "Plano ESG 2030" do Relatório Anual 2025. Adicionalmente, o Relatório Anual, por seguir as diretrizes GRI e SASB, também contempla uma série de indicadores selecionados com base no resultado do estudo de dupla materialidade.

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 as mudanças climáticas" foram elaborados tendo os ODS como base, além da estratégia do Plano ESG 2030 considerar em sua agenda de ação. Eles estão sinalizados com seus ícones ao longo dos documentos para reforçar a conexão entre as iniciativas e os objetivos de desenvolvimento sustentável. Todos os 17 ODS são endereçados em nossa estratégia, tendo o ODS 18 – Igualdade étnico-racial (instituído pela Resolução nº2/2023 do Governo Federal) parte do Plano, ao publicamente compromissar aumento de grupos minoritários em cargos de liderança.

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,

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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 oito das quinze categorias aplicáveis ao negócio da CPFL), está disponível em <https://registropublicodeemissoes.fgv.br/estatistica/estatistica-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 ASG; (ii) a não adoção de matriz de materialidade; (iii) a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG; (iv) a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas; (v) a não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG 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:

Aquisições

Não houve nenhuma aquisição não enquadrada na operação normal nos negócios da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

Alienações

Conforme informado na seção 1.1 deste Formulário de Referência, em 28 de março de 2025, a CPFL Geração celebrou um contrato de compra e venda de ações que teve por objeto a venda de 100% da sua participação detida na Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (Epasa) para a Ebrasil Gás e Energia S.A. O fechamento da operação estava condicionado ao cumprimento de certas condições precedentes estabelecidas no contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), sendo que, uma vez concluída a transação, a CPFL Geração passaria a não ter mais participação societária na Epasa. Em 10 de junho de 2025 foi confirmado o cumprimento de todas as condições precedentes e concluída a venda da participação societária na Epasa.

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

(Valores em R\$ / mil)

Evento	Cisão parcial da CPFL Geração referente a parte do seu investimento na CPFL Renováveis, com versão do acervo líquido cindido à CPFL Energia.
Principais condições do negócio	Em 29 de abril de 2025, a CPFL Geração aprovou, em Assembleia Geral e Extraordinária, a cisão parcial de seu acervo líquido, composto por 1,8498% do seu investimento na empresa CPFL Renováveis. O valor do acervo líquido cindido correspondente a R\$ 91.444 foi incorporado pela CPFL Energia. Com isso, a CPFL Geração deixou de controlar a CPFL Renováveis e, consequentemente, consolidar as suas demonstrações financeiras, passando o controle a ser exercido pela CPFL Energia, assim como a consolidação das demonstrações financeiras. Esta reestruturação teve o objetivo de simplificar a estrutura societária e de controle do Grupo e reduzir os custos associados.
Sociedades envolvidas	(i) CPFL Energia (ii) CPFL Geração (iii) CPFL Renováveis
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	Em decorrência da reestruturação societária: 1) O Capital Social da CPFL Geração passou a ser de R\$ 927.006, dividido em 225.137.769.366 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal. 2) A CPFL Renováveis deixou de ser controlada pela CPFL Geração, passando o controle a ser exercido diretamente pela CPFL Energia. 3) A CPFL Renováveis deixou de ter suas demonstrações financeiras consolidadas pela CPFL Geração, sendo estas consolidadas diretamente na 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	Não aplicável, considerando que as companhias envolvidas são integralmente pertencentes ao Grupo CPFL.
Para mais informações	Ata de Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 29 de abril de 2025: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=44t7WgWVD2M1/hfWKwfl9A==&IdCanal=r9g6Phusuwig7PwVoVZhpw==&linguagem=pt

(Valores em R\$ / mil)

Evento	Alteração do controle acionário da CPFL Transmissão
Principais condições do negócio	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 Conselho de Administração da CPFL Energia, a implementação, até 31 de dezembro de 2025, do projeto de alteração do controle acionário da CPFL Transmissão por meio do aporte de capital pela CPFL Energia na CPFL Transmissão e da conversão de ações ordinárias, detidas pela CPFL Brasil, em ações preferenciais. A troca do controle acionário da CPFL Transmissão foi anuída pela ANEEL, por meio do Despacho nº 3.286/2025, em 4 de novembro ficando condicionada à aprovação pela Assembleia Geral da CPFL Transmissão até 31 de dezembro de 2025.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

	Em 5 de dezembro de 2025, conforme divulgado através de Fato Relevante, a operação foi efetivada, mediante aprovação pela Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Transmissão do aporte de capital pela CPFL Energia e da conversão de ações ordinárias, detidas pela CPFL Comercialização Brasil S.A. em ações preferenciais. Após a implementação, a CPFL Energia passou a deter 51% das ações ordinárias da CPFL Transmissão, que representam 30% do capital social total. A CPFL Brasil permanece no quadro acionário, detendo 49% das ações ordinárias e 100% das ações preferenciais, que representam 70% do capital social total da CPFL Transmissão.
Sociedades envolvidas	(i) CPFL Energia (ii) CPFL Brasil (iii) 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	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	Não aplicável, considerando que as companhias envolvidas são integralmente pertencentes ao Grupo CPFL.
Para mais informações	Fato Relevante de 5 de dezembro de 2025: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=mS/ioVD5wu/BSY4Skzx9Nw==&linguagem=pt

(Valores em R\$ / mil)

Evento	Incorporação da CPFL Geração pela CPFL Brasil
Principais condições do negócio	Em 02 de fevereiro de 2026, em Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Geração, foi aprovada a sua incorporação pela CPFL Brasil. A referida operação foi previamente anuída pelos credores da CPFL Geração e devidos órgãos reguladores, incluindo o deferimento do cancelamento do seu registro como companhia aberta. A transação teve como objetivo a integração dos negócios de geração e comercialização de energia elétrica, visando à otimização da gestão do portfólio energético, ao aumento da competitividade do Grupo CPFL no mercado livre de energia, bem como ao aprimoramento de sua estrutura societária. Com a efetivação da incorporação, a CPFL Geração foi extinta, sendo a CPFL Brasil sua sucessora universal, assumindo a totalidade dos seus bens, direitos e obrigações.
Sociedades envolvidas	(i) CPFL Energia (ii) CPFL Brasil (iii) CPFL Geração
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	Não aplicável, considerando que as companhias envolvidas são integralmente pertencentes ao Grupo CPFL.
Para mais informações	Fato Relevante de 02 de fevereiro de 2026: https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=FLyq6x7oont4ah6HL9hx6g==&linguagem=pt

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 2025.

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

a. 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.

Esta lei introduziu alterações relevantes nas normas do setor elétrico com a intenção de proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade geradora e 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 Axia Energia 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 desta lei incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs (Power Purchase Agreements, ou contratos de compra de energia) 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 o (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 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

1.16 Outras informações relevantes

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.

b. 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 também compõem seu portfólio com 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 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 (as chamadas “cotas de garantia física” rateadas entre as companhias de distribuição pelo governo brasileiro, com montantes e preços determinados pelo MME/ANEEL) e (vi) de Angra 1 e 2, a partir de 1º de janeiro de 2013. A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela ENBPar às concessionárias de distribuição que operam nos submercados Sul e Sudeste/Centro Oeste do Sistema Interligado Nacional, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias – a contratação desta energia é compulsória, com cotas para cada distribuidoras determinadas pela ANEEL. 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).

c. 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 por meio de leilões públicos e regulados de energia. Os leilões são coordenados pela ANEEL, seguindo as diretrizes do MME, e realizados por intermédio da CCEE.

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de contratos de compra de energia do ambiente regulado – CCEARs: (i) contratos por quantidade; e (ii) contratos por disponibilidade. Nos termos dos contratos por quantidade, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica por determinado período e assume o risco 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 por disponibilidade, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ambiente de contratação regulada por determinado prazo. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico.

1.16 Outras informações relevantes

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 via tarifa a seus respectivos consumidores o custo relacionado à energia elétrica por elas adquirida por meio de leilões regulados, bem como quaisquer impostos e encargos do setor referentes à energia comprada.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que leilões para novos empreendimentos de geração incluam, dentre outros requisitos, uma porcentagem mínima de energia elétrica a ser contratada ao ambiente de contratação regulada.

d. 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, reduziram gradativamente com carga igual ou superior a 1,5 MW em 1º de janeiro de 2021, 1 MW em 1º de janeiro de 2022, 0,5 MW em 1º de janeiro de 2023, e carga individual inferior a 500 kW 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 (PCHs) 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 PCH; (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".

e. 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 0,5 MW 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

1.16 Outras informações relevantes

para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com cargas abaixo de 0,5 MW. 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 0,5 MW, 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 0,5 MW, devem ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

f. 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 energia destinado à contratação de energia proveniente de projetos de geração já 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 "leilões de ajustes de mercado").

Editais de leilões regulados 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 vencedora 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 necessidade de energia elétrica declarada por cada distribuidora, aos preços resultantes do leilão. Para os leilões de ajuste de mercado, cujos contratos 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.

Em relação aos CCEARs decorrentes de leilões de energia para contratação de empreendimentos de geração existentes, existem três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam (i) redução 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 CCEARs 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 (hoje consolidada na Resolução Normativa ANEEL nº 1009/2022) 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 38 leilões para novos projetos de geração, 37 leilões especificamente para energia proveniente de geração existente e 3 leilões para projetos de geração de fontes alternativas. 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. Como regra geral, os contratos celebrados em um leilão têm os seguintes prazos de suprimento: (i) até 35 anos do início do fornecimento nos casos de novos projetos de geração; (ii) de um a 15 anos

1.16 Outras informações relevantes

a partir do ano seguinte ao leilão nos casos de instalações de geração de energia existente e (iii) de 10 a 35 anos do início do fornecimento nos casos de projetos de geração de energia alternativa.

Após a conclusão do leilão, vendedores vencedores 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.

g. O valor anual de referência

O regulamento também estabelece 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 regulatório para que as empresas de distribuição contratem o crescimento de 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% do requisito de energia real (ressalvados os casos em que há sobras 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 carga verificada nos anos "A-4" e "A-5". 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 energia aos distribuidores; e, se os distribuidores não cumprirem a obrigação de contratar integralmente sua carga, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será o menor entre o PLD e o valor anual de referência.

O PLD é utilizado para precificar a energia negociada no mercado de curto prazo. 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 2025, foi estabelecido o PLD mínimo de R\$ 58,60/ MWh, PLD máximo estrutural em R\$ 751,73/MWh, e PLD máximo horário em R\$ 1.542,23/MWh, conforme Resolução Homologatória 3.625/2024.

h. 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.

A Resolução nº 1.087 de 2024 promoveu atualizações na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, especialmente no que diz respeito à governança da câmara. As definições citadas acima foram mantidas, e foi acrescido o processo relativo à reserva de capacidade.

i. 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.

1.16 Outras informações relevantes

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.

j. 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.

k. 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.

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.

l. 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 Secretaria de Direito Econômico (SDE), que é de responsabilidade do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (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 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.

m. Incentivos governamentais ao setor elétrico

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade (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

1.16 Outras informações relevantes

garantido ao programa de financiamento especial do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para o setor elétrico.

Em 2002, o governo brasileiro estabeleceu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, ou PROINFA. Nos termos do PROINFA, a Axia Energia 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 Axia 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 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 Axia.

n. 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 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 (reserva global de reversão) e UBP (uso do bem público)

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. São também 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 Axia 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 CCEE e aprovado pela ANEEL. Em 2002, o governo brasileiro instituiu a 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,

1.16 Outras informações relevantes

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 Axia.

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.

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% 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.

o. Mecanismo de realocação de energia - MRE

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

1.16 Outras informações relevantes

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.

p. Fator de escalonamento de geração

O fator de escalonamento de geração, ou GSF (do inglês, generation scaling factor), é um índice que compara a soma do volume de energia gerada pelas empresas hidrelétricas participantes do 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, 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 (por meio de sua subsidiária Paulista Lajeado), a CPFL Renováveis e suas subsidiárias, e nossa controlada em conjunto Chapecoense optaram por renegociar seus contratos do mercado regulado e desistiram de suas ações judiciais. Em janeiro de 2016, nossa controlada em conjunto BAESA optou por renegociar seus contratos ACR (ambiente de contratação regulado). 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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2. Comentários dos diretores

2.1. Os diretores devem comentar sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais;

Chegamos ao fim de mais um ano com resultados consistentes e robustos. Alcançamos um EBITDA de R\$ 13,4 bilhões e lucro líquido de R\$ 5,7 bilhões. Foi um ano de redução de custos, busca de eficiência operacional e crescimento nos nossos negócios, mas também de grandes desafios regulatórios.

Para o segmento de geração, 2025 foi marcado pela intensificação dos cortes de energia impostos a usinas eólicas e solares (curtailment), em função do aumento da complexidade da operação do sistema elétrico. A expansão das fontes intermitentes na matriz brasileira e o aumento do diferencial entre a demanda de energia no pico da geração distribuída solar e o final do dia, que depende de outras fontes, trouxeram desafios relevantes ao Operador Nacional do Sistema (ONS), que vem cada vez mais ordenando a interrupção da geração de projetos renováveis ligados à rede. Além do risco de apagões por excesso de oferta, tal situação gerou impactos financeiros significativos aos agentes de geração, que deverão ser mitigados, ao menos parcialmente, com a aplicação da Lei nº 15.269, promulgada em 24 de novembro de 2025.

Ainda no segmento de geração, destacamos a conclusão da venda da participação da CPFL Geração na Epasa, em linha com os compromissos assumidos no Plano ESG 2030. Com essa operação, o grupo CPFL Energia passou a ter um portfólio de geração 100% renovável.

No segmento de transmissão, seguimos na busca por eficiência e competitividade; os resultados desse trabalho já estão sendo colhidos. No Leilão de 31 de outubro de 2025, a CPFL Transmissão sagrou-se vencedora do Lote 3, que compreende ativos nos Estados do Rio Grande do Sul e do Paraná, com 115 km de linhas e 4 novas subestações, e início da operação previsto para 2030. O capex estimado pela ANEEL é de R\$ 1,1 bilhão e a RAP (receita anual permitida) será de R\$ 81 milhões. Esta é mais uma oportunidade de aplicação do modelo de negócios do Grupo CPFL para obter sinergias entre novos ativos e aqueles já existentes.

Para o segmento de distribuição, temperaturas mais amenas e a expansão da geração distribuída em nossas áreas de concessão reduziram o consumo das classes residencial e comercial, enquanto a indústria teve resultado levemente positivo. Já a redução da inadimplência, refletida na queda significativa da PCLD, e o controle do PMSO garantiram que esse segmento continuasse trazendo resultados positivos em 2025.

O Grupo CPFL manteve o compromisso com seu plano de investimentos, que alcançou R\$ 6,1 bilhões neste ano, com o objetivo de manutenção e expansão de redes de distribuição e transmissão, além da implementação de novas tecnologias. Destaca-se o início das instalações de smart meters no projeto B Smart, que já alcança mais de 180 mil clientes em nossa área de concessão, além da implementação, em andamento, das redes de telecomunicação. Esse é apenas o começo de um projeto que trará mais eficiência ao Grupo e qualidade no atendimento ao cliente.

Para financiar esse investimento robusto, o Grupo CPFL Energia busca captar recursos a custos competitivos, o que somente é possível devido à sua forte disciplina financeira e gestão de caixa. Com alavancagem saudável, de 2,30x Dívida Líquida/EBITDA, a Companhia obteve ao longo de 2025 dois ratings em escala global – “Baa2” pela Moody’s e “BBB” pela Fitch – bem acima do nível soberano. Isso atesta sua solidez financeira e permite buscar recursos em novos mercados, para manter os custos financeiros em níveis controlados.

Em relação aos dividendos, a CPFL realizou, no período entre abril e dezembro de 2025, o pagamento de R\$ 3,2 bilhões (R\$ 2,79/ação), referentes ao resultado de 2024, conforme aprovado em Assembleia Geral.

A Administração da CPFL Energia reitera o compromisso com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais stakeholders, e agradece a todos colaboradores e colaboradoras do Grupo CPFL pelos resultados alcançados. Para 2026, seguimos firmes e confiantes nos avanços do setor elétrico e na capacidade da CPFL Energia de se posicionar diante dos desafios e oportunidades, com disciplina financeira, eficiência operacional e forte estrutura de governança, assegurando sempre o melhor retorno a seus acionistas e uma atuação sustentável perante a sociedade.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

b. estrutura de capital;

(Valores em R\$ / milhões)				
Estrutura de capital	31/12/2025	%	31/12/2024	%
Capital próprio	23.504	29%	21.795	28%
Capital de terceiros	57.595	71%	55.334	72%
Total	81.099	100%	77.129	100%

Em 31 de dezembro de 2025, a estrutura de capital da Companhia era representada por 29% de capital próprio e 71% 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 2025 em relação ao exercício de 2024.

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

Liquidez e recursos de capital

Em 31 de dezembro de 2025, nosso capital de giro líquido refletia um montante deficitário (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 1.260 milhões, um aumento do déficit de R\$ 441 milhões quando comparado com o valor deficitário de R\$ 819 milhões em 31 de dezembro de 2024.

A redução decorre principalmente do aumento no passivo circulante, com destaque para o crescimento de R\$ 920 milhões em debêntures, de R\$ 664 milhões na rubrica de PIS/COFINS devolução a consumidores e de R\$ 307 milhões em IR/CS a pagar. Esses aumentos foram apenas parcialmente compensados pela redução de R\$ 1.428 milhões em empréstimos e financiamentos.

No ativo circulante, apesar do aumento relevante de R\$ 1.049 milhões no ativo financeiro setorial e de R\$ 670 milhões em PIS/COFINS a compensar sobre ICMS, houve redução expressiva de R\$ 911 milhões em derivativos e de R\$ 898 milhões em títulos e valores mobiliários, o que limitou a melhora do ativo circulante.

O Grupo CPFL monitora ativamente o capital circulante líquido e sua geração de caixa para quitar suas obrigações, incluindo os dividendos. Além disso, as projeções de fluxo de caixa sustentam e viabilizam o plano de redução ou reversão do CCL negativo, garantindo a sustentabilidade dos negócios.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2025 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

(Valores em R\$ / milhões)					
Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2025	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1 a 3 anos	4 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	4.338	4.099	8	-	231
Empréstimos, derivativos, debêntures e financiamentos - principal e encargos	42.466	7.450	11.558	8.846	14.612
Outros	1.618	1.367	78	93	80
Total de itens do balanço patrimonial ¹	48.422	12.916	11.644	8.939	14.924
Compra de energia (exceto Itaipu) ²	33.661	13.206	13.274	1.985	5.195
Compra de energia de Itaipu ²	6.826	2.107	2.374	234	2.111
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ³	31.954	6.482	8.019	1.286	16.166
Projetos de construção (segmentos de distribuição, transmissão e geração) ⁴	6.513	3.176	2.877	331	129
Prêmio de risco - repactuação do risco hidrológico ⁵	459	16	34	37	372
Total de outros compromissos	79.414	24.988	26.579	3.873	23.974
Subtotal das obrigações contratuais	127.836	37.903	38.223	12.812	38.897
Entidade de previdência privada ⁶	1.390	624	423	147	196
Total das obrigações contratuais	129.226	38.527	38.646	12.960	39.094

1. 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.

2. 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 2025. 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.

3. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

4. 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 dos segmentos de distribuição, transmissão e geração.
5. Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF).
6. Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão, incluindo juros futuros. As contribuições são calculadas conforme premissas que seguem os requerimentos PREVIC.

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;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer: em 31 de dezembro de 2025, possuíamos um saldo de dívida não amortizado, líquido de instrumentos financeiros derivativos, com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 5.143 milhões; e
- Pagamento de dividendos: pagamos R\$ 3.520 milhões de dividendos em 2025. Já para o exercício de 2026, a Companhia espera pagar o equivalente a R\$ 4.300 milhões referente ao resultado distribuível do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. O índice de liquidez geral da Companhia apresentou aumento no exercício de 2025, atingindo 0,911, um acréscimo de 0,033 em relação ao exercício de 2024, de 0,878.

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 operacional e financiamento.

Durante o ano de 2025, as subsidiárias da CPFL Energia captaram financiamentos principalmente para financiar investimentos nos nossos segmentos de geração, transmissão e distribuição, bem como para reforçar o capital de giro das empresas.

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

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

Endividamento

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 2.830 milhões, ou 9,3%, de 31 de dezembro de 2024 para 31 de dezembro de 2025, principalmente pela captação de recursos por meio de contratação de novos empréstimos, em moeda estrangeira (R\$ 845 milhões)¹, empréstimos em reais (R\$ 979 milhões)¹, emissão de debêntures (R\$ 8.556 milhões)¹, e encargos e atualização monetária/cambial, este último na ordem de R\$ 2.814 milhões. Os aumentos mencionados foram parcialmente compensados pela amortização de seus endividamentos e encargos (R\$ 12.812 milhões), bem como aumento, na ordem de R\$ 1.927 milhões (líquido de amortizações e atualizações), de mútuos de suas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL RGE, CPFL Santa Cruz e CPFL Brasil com a entidade sob controle comum State Grid Europe Limited (SGEL).

No ano de 2025 foram liquidados antecipadamente R\$ 5.616 milhões de debêntures, cujos vencimentos originais eram até maio de 2029.

As principais captações foram:

- Captação, em dívida em moeda estrangeira (especificamente em iene e renminbi) pela nossa subsidiária CPFL Paulista (R\$ 845 milhões);
- Captação de empréstimos em Reais, principalmente pelas subsidiárias CPFL RGE (R\$ 746 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 100 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 30 milhões) e CPFL Renováveis (R\$ 22 milhões);

¹ Saldos brutos, portanto, não contemplam eventuais custos de captação.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- Emissão de títulos de dívidas (debêntures) de algumas subsidiárias, em reais com juros atrelados aos indicadores financeiros CDI e IPCA, totalizando o valor de R\$ 8.556 milhões, sendo R\$ 3.762 milhões pela CPFL Paulista, R\$ 740 milhões pela CPFL Piratininga, R\$ 1.441 milhões pela CPFL RGE, R\$ 625 milhões pela CPFL Renováveis, R\$ 1.383 milhões pela CPFL-T, R\$ 225 milhões pela CPFL Santa Cruz e R\$ 380 milhões pela CPFL Brasil.

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 operacional e financiamento.

Durante o ano de 2025, 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 giro das empresas.

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 Companhia, ver linha (f) deste item 2.1.

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

Em 31 de dezembro de 2025, nosso endividamento total (incluindo mútuo e encargos, líquido de instrumentos financeiros derivativos) era de R\$ 33.276 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 2.745 milhões, ou 8,3%, estavam expressos em moeda estrangeira, contemplando dólares norte-americanos, iene e renminbi. 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\$ 5.143 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 (os saldos abaixo são brutos, ou seja, não consideram efeitos de marcação a mercado e gastos com captação):

- **Pós-fixado:** em 31 de dezembro de 2025, havia empréstimos pós-fixados, totalizando R\$ 6.113 milhões, sendo os índices IPCA e TJLP (R\$ 5.328 milhões) e SELIC (R\$ 785 milhões). Esses empréstimos são denominados em reais e sua parte mais significativa está relacionada a: (i) IPCA majoritariamente em nossas distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e CPFL RGE, que totalizam R\$ 4.664 milhões, (ii) empréstimos vinculados a IPCA e TJLP da CPFL Renováveis e subsidiárias (R\$ 610 milhões) e (iii) empréstimos vinculados a SELIC da CPFL RGE (R\$ 701 milhões);
- **Pré-fixado:** em 31 de dezembro de 2025, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$ 805 milhões. Esses empréstimos são denominados em reais e estão relacionados principalmente à CPFL RGE (R\$ 690 milhões);
- **Debêntures:** em 31 de dezembro de 2025, havia debêntures totalizando R\$ 19.797 milhões, sendo várias séries emitidas pela CPFL Paulista (R\$ 6.103 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 2.623 milhões), CPFL RGE (R\$ 5.052 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 741 milhões), CPFL Transmissão (R\$ 3.445 milhões), CPFL Renováveis (R\$ 964 milhões) e demais subsidiárias (R\$ 870 milhões). As condições das debêntures estão sumarizadas na nota 19 de nossas demonstrações financeiras;

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- **Dívidas denominadas em moeda estrangeira:** em 31 de dezembro de 2025, possuíamos o equivalente a R\$ 2.783 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, compostos por dólares norte-americanos (USD 114 milhões ou R\$ 626 milhões), iene (JPY 247 milhões ou R\$ 1.596 milhões) e renminbi (RMB 710 milhões ou R\$ 561 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

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 2025.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75: para o exercício de 2025, o índice apurado foi de 2,30;
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25: para o exercício de 2025, o índice apurado foi de 9,95;
- Patrimônio líquido dividido pelo patrimônio líquido mais dívida líquida maior ou igual a 0,28: para o exercício de 2025, o índice apurado foi de 0,42.

Índices exigidos na demonstração financeira individual da subsidiária da CPFL Renováveis, detentora do contrato (obs.: os índices abaixo são medidos na empresa Boa Vista II, controlada direta da CPFL Renováveis)

- Índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) maior ou igual a 1,2: para o exercício de 2025, o índice apurado foi de 1,99;
- Índice de capitalização própria maior ou igual a 30%: para o exercício de 2025, o índice apurado foi de 59,81%.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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: para o exercício de 2025, o índice apurado foi de 2,60 na CPFL Paulista; 3,06 na CPFL Piratininga; 2,90 na CPFL RGE e 3,73 na CPFL Santa Cruz.

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

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2025, a Administração do Grupo não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

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 2025.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75: para o exercício de 2025, o índice apurado foi de 2,30;
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25: para o exercício de 2025, o índice apurado foi de 9,95.

Ao longo do exercício de 2025, a Companhia manteve sua relação dívida líquida sobre EBITDA em patamar significativamente inferior ao limite estabelecido, refletindo uma postura de prudência financeira, disciplina na gestão da alavancagem e sólida capacidade de geração de caixa, mantendo seu compromisso com a criação consistente de valor aos acionistas no longo prazo.

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2025, a Administração do Grupo não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

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 2025, estão apresentados nas tabelas abaixo:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(Valores em R\$ / mil)

Modalidade	Aprovação	Empresa	Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES Finem	2020	CPFL Paulista	1.315.507	100%
BNDES Finem	2020	CPFL Piratininga	424.487	100%
BNDES Finem	2020	CPFL RGE	244.385	100%
BNDES Finem	2020	CPFL Santa Cruz	1.485.619	100%
BNDES Finem	2020	CPFL Renováveis (PCH Lucia Cherobim)	221.936	100%
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%
BNDES Emergencial Capital de Giro	2024	CPFL RGE	400.000	100%
BNDES Emergencial Máquinas e Equipamentos	2024	CPFL RGE	290.000	80,3%
BNDES Emergencial Capital de Giro Complementar	2024	CPFL RGE	704.000	100%
BNDES Emergencial Reconstrução	2024	CPFL RGE	93.389	75,6%
BNDES Mais Inovação	2024	CPFL Paulista	326.335	0%
BNDES Mais Inovação	2024	CPFL Santa Cruz	62.172	48,3%
BNDES Mais Inovação	2024	CPFL Piratininga	411.493	24,3%
NDB – New Development Bank (a)	2025	CPFL Paulista	CNY 1.425.000	50%

(a) o contrato do NDB na CPFL Paulista é em moeda chinesa, renminbi. Em R\$, considerando um câmbio aproximado de R\$ 0,7809 por CNY 1,00, a estimativa do valor contratado é de R\$ 1.112.792 mil e liberado R\$ 556.396 mil (50%).

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

Nossa administração apresenta as demonstrações de resultado consolidadas referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024 com a apresentação de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Comentários sobre as variações mais relevantes da demonstração de resultado:

	(Valores em R\$ / milhões)					
	Demonstração do resultado consolidado					
	2025	AV%	2024	AV%	AH%	AH-R\$
Receita operacional líquida	44.367	100,0%	42.628	100,0%	4,1%	1.740
Custo do serviço	(30.243)	-68,2%	(29.059)	-68,2%	-4,1%	(1.184)
Custo do serviço de energia elétrica	(20.377)	-45,9%	(19.519)	-45,8%	-4,4%	(858)
Custo de operação	(4.300)	-9,7%	(4.372)	-10,3%	1,6%	72
Custo com serviço prestado a terceiros	(5.566)	-12,5%	(5.168)	-12,1%	-7,7%	(398)
Lucro operacional bruto	14.124	31,8%	13.569	31,8%	4,1%	555
Despesas operacionais	(3.346)	-7,5%	(3.076)	-7,2%	-8,8%	(270)
Despesas com vendas	(986)	-2,2%	(981)	-2,3%	-0,5%	(5)
Despesas gerais e administrativas	(1.723)	-3,9%	(1.588)	-3,7%	-8,5%	(135)
Outras despesas operacionais	(637)	-1,4%	(506)	-1,2%	-25,9%	(131)
Resultado do serviço	10.778	24,3%	10.494	24,6%	2,7%	284
Equivalência patrimonial	276	0,6%	335	0,8%	-17,6%	(59)
Resultado financeiro	(2.963)	-6,7%	(2.741)	-6,4%	-8,1%	(222)
Receitas financeiras	1.980	4,5%	1.602	3,8%	23,6%	378
Despesas financeiras	(4.943)	-11,1%	(4.343)	-10,2%	-13,8%	(600)
Resultado antes dos tributos	8.091	18,2%	8.089	19,0%	0,0%	2
Contribuição social	(635)	-1,4%	(621)	-1,5%	-2,3%	(14)
Imposto de renda	(1.714)	-3,9%	(1.707)	-4,0%	-0,4%	(7)
Lucro líquido	5.743	12,9%	5.762	13,5%	-0,3%	(19)
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	5.484	12,4%	5.458	12,8%	0,5%	26
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	258	0,6%	304	0,7%	-15,1%	(46)

• 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 o quadro comparativo das receitas em 2025 e 2024:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	(Valores em R\$ / milhões)							
	2025			2024			2025 vs 2024	
	R\$	GWh	AV%	R\$	GWh	AV%	AH %	AH-R\$
Receita operacional líquida								
Residencial	21.077	23.074	47,5%	20.469	23.304	48,0%	3,0%	608
Industrial	2.218	4.682	5,0%	3.029	5.836	7,1%	-26,8%	(811)
Comercial	5.620	6.736	12,7%	6.527	8.240	15,3%	-13,9%	(907)
Rural	1.807	2.399	4,1%	1.885	2.628	4,4%	-4,1%	(78)
Poderes públicos	1.284	1.462	2,9%	1.279	1.519	3,0%	0,4%	5
Iluminação pública	959	1.744	2,2%	970	1.878	2,3%	-1,1%	(11)
Serviço público	1.094	1.510	2,5%	1.288	1.785	3,0%	-15,1%	(194)
Fornecimento faturado	34.060	41.607	76,8%	35.446	45.190	83,2%	-3,9%	(1.386)
Consumo próprio	-	36	0,0%	-	37	0,0%	0,0%	-
Fornecimento não faturado (líquido)	240	-	0,5%	(550)	-	-1,3%	-143,6%	790
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(18.072)	-	-40,7%	(18.219)	-	-42,7%	-0,8%	147
Fornecimento de energia elétrica	16.228	41.643	36,6%	16.678	45.227	39,1%	-2,7%	(450)
Concessionárias, permissionárias e autorizadas	5.499	21.497	12,4%	5.869	26.784	13,8%	-6,3%	(370)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(138)	-	-0,3%	(181)	-	-0,4%	-23,8%	43
Energia elétrica de curto prazo	1.093	5.181	2,5%	750	5.959	1,8%	45,7%	343
Suprimento de Energia elétrica	6.454	26.678	14,5%	6.438	32.743	15,1%	0,2%	16
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	18.210		41,0%	18.400		43,2%	-1,0%	(190)
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	8.206		18,5%	7.048		16,5%	16,4%	1.158
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos	(108)		-0,2%	(123)		-0,3%	-12,5%	15
Receita de construção da infraestrutura de concessão	5.879		13,3%	5.595		13,1%	5,1%	284
Ativo e passivo financeiro setorial	3.393		7,6%	1.551		3,6%	118,8%	1.842
Atualização do ativo financeiro da concessão	1.172		2,6%	1.008		2,4%	16,3%	164
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários	3.104		7,0%	2.394		5,6%	29,7%	710
Outras receitas e rendas	2.239		5,0%	2.096		4,9%	6,8%	143
Outras receitas operacionais	42.095		94,9%	37.969		89,1%	10,9%	4.126
Receita operacional bruta	64.777		146,0%	61.085		143,3%	6,0%	3.692
ICMS	(7.310)		-16,5%	(7.150)		-16,8%	2,2%	(160)
PIS	(806)		-1,8%	(759)		-1,8%	6,2%	(47)
COFINS	(3.717)		-8,4%	(3.497)		-8,2%	6,3%	(220)
ISS	(39)		-0,1%	(40)		-0,1%	-2,5%	1
Reserva global de reversão - RGR	(2)		0,0%	(1)		0,0%	100,0%	(1)
Conta desenv energético - CDE	(7.450)		-16,8%	(5.943)		-13,9%	25,4%	(1.507)
Programa de P&D e eficiência energética	(330)		-0,7%	(311)		-0,7%	6,1%	(19)
PROINFA	(382)		-0,9%	(341)		-0,8%	12,0%	(41)
Bandeiras tarifárias e outros	(229)		-0,5%	(41)		-0,1%	458,5%	(188)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(42)		-0,1%	(45)		-0,1%	-6,7%	3
Outros	(104)		-0,2%	(329)		-0,8%	-68,4%	225
Deduções das receitas	(20.410)		-46,0%	(18.457)		-43,3%	10,6%	(1.953)
Receita operacional líquida	44.368		100,0%	42.628		100,0%	4,1%	1.740

Receita operacional líquida

Em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, nossa receita operacional líquida aumentou 4,1% (ou R\$ 1.740 milhões) de modo que encerramos o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 com receita operacional líquida de R\$ 44.368 milhões.

Esse aumento na receita operacional decorreu, principalmente, da elevação de 10,9%, ou R\$ 4.126 milhões, em outras receitas operacionais, influenciada, sobretudo, por (i) aumento de R\$ 1.842 milhões na linha de ativo e passivo financeiro setorial; (ii) crescimento de R\$ 1.158 milhões na receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD consumidor livre; (iii) elevação de R\$ 710 milhões em aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários; e (iv) aumento de R\$ 284 milhões na receita de construção da infraestrutura de concessão.

Tais efeitos positivos foram parcialmente compensados pela redução de receita em fornecimento de energia elétrica, que apresentou queda de R\$ 450 milhões, refletindo, principalmente, menor volume faturado, bem como pela redução de R\$ 370 milhões na linha de concessionárias, permissionárias e autorizadas. Adicionalmente, houve aumento de 10,6%, ou R\$ 1.953 milhões, nas deduções da receita, com destaque para a elevação de R\$ 1.507 milhões na conta de desenvolvimento energético (CDE) e de R\$ 188 milhões em bandeiras tarifárias e outros.

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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Vendas por destino

Vendas a consumidores finais

Em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, nossa receita operacional bruta de vendas para consumidores finais (que inclui receita de TUSD de consumidores cativos) reduziu 3,9% (ou R\$ 1.386 milhões) no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, atingindo R\$ 34.060 milhões. Nossas receitas operacionais brutas 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 (para a CPFL Santa Cruz, em 2025, excepcionalmente, o ajuste ocorreu em maio devido ao pedido de vista do processo por conta da solicitação de diferimento por parte da CPFL Santa Cruz para amortizar o percentual de 2026), abril (CPFL Paulista), junho (CPFL RGE) e outubro (CPFL Piratininga). Em 2025, nossos reajustes tarifários foram de 1,03%, -2,19%, 2,52% e 10% para a CPFL Santa Cruz, CPFL Paulista, CPFL RGE e CPFL Piratininga, respectivamente.

No geral, os preços médios para consumidores finais em 2025 tiveram uma elevação, em relação ao exercício de 2024, principalmente para as classes residencial, comercial e rural.

- Consumidores residenciais e comerciais: com relação aos consumidores cativos residenciais e comerciais (que representam 98,7% do total de R\$ 26.697 milhões vendidos para esta categoria em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios aumentaram em aproximadamente 4,7%. Com relação aos consumidores livres, o preço médio aumentou em 1%;
- Consumidores industriais: com relação aos consumidores cativos, os preços médios aumentaram 10,4%, enquanto para consumidores livres, houve uma redução de menos de 1%, ambos os efeitos devido a negociações tarifárias.

O volume total de energia vendida aos consumidores finais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 reduziu 7,9% (ou 3.583 GWh) em comparação com 2024. Essa redução é oriunda, principalmente, do efeito de diminuição de 19,8% (ou 1.154 GWh) na quantidade de energia vendida a consumidores industriais e diminuição de 18,3% (ou 1.504 GWh) na quantidade de energia vendida a consumidores comerciais. Ainda, a quantidade vendida na categoria residencial, responsável por 55,5% de nossas vendas a consumidores finais, foi impactada por uma redução de 1% (ou 230 GWh). Essas retrações foram fruto principalmente de temperaturas mais amenas e a expansão da geração distribuída em nossas áreas de concessão, que reduziram o consumo das classes comercial e residencial.

Suprimento de energia elétrica

Em comparação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, a receita operacional bruta de vendas a atacadistas manteve-se substancialmente estável no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, totalizando R\$ 6.454 milhões, frente a R\$ 6.438 milhões no exercício anterior, apesar da redução de 6.065 GWh (ou 18,5%) no volume total vendido.

A retração de volume foi observada principalmente no fornecimento de energia a outras concessionárias e permissionárias, que apresentou redução de 5.287 GWh (ou 19,8%). Não obstante, verificou-se aumento relevante no preço médio praticado no período, da ordem de 23%, o que mitigou os efeitos da menor quantidade comercializada sobre a receita.

Outras receitas operacionais

Em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentaram 22% (ou R\$ 4.316 milhões) atingindo o valor de R\$ 23.885 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 (36,9% de nossa receita operacional bruta), principalmente, devido: (i) ao aumento na linha de ativo e passivo financeiro setorial (elevação de R\$ 1.842 milhões, ou 118,8%), (ii) aumento na receita de TUSD de consumidores livres (elevação de R\$ 1.158

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

milhões, ou 16,4%) e (iii) aporte CDE (aumento de R\$ 710 milhões, ou 29,7%) em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Deduções de receitas operacionais

Deduzimos certos impostos e encargos setoriais 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 líquida¹. Outros encargos regulatórios variam de acordo com o efeito regulatório refletido em nossas tarifas. Essas deduções representaram 31,5% de nossa receita operacional bruta no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 e 30,2% no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Comparadas com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, essas deduções aumentaram 10,6% (ou R\$ 1.953 milhões) elevando o valor para R\$ 20.410 milhões em 2025, devido, principalmente, a (i) uma variação de R\$ 1.507 milhões na rubrica de conta de desenvolvimento de energético (CDE) que representa um aumento de 25,4%, (ii) aumento de aproximadamente 6,3% (ou R\$ 267 milhões) em Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), (iii) além do efeito combinado dos demais impostos e encargos (ICMS, ISS, PROINFA, entre outros) que aumentaram em R\$ 179 milhões (ou 2,2%) no período.

Custo com energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda

Os custos com a compra de energia para revenda aumentaram em 7,4% (ou R\$ 1.059 milhões) no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, atingindo o valor de R\$ 15.427 milhões (45,9% de nossos custos operacionais e despesas operacionais) em comparação com R\$ 14.368 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 (representando 44,7% de nossos custos e despesas operacionais). Apesar de um volume menor de energia adquirida (de 64.163 GWh em 2025 quando comparado com 70.863 GWh em 2024, uma queda de 9,5%), houve um preço médio de energia maior, em cerca de 18,6%. O incremento reflete, majoritariamente, o incremento no preço médio da energia adquirida em leilões no mercado regulado, contratos bilaterais e no mercado de curto prazo, que passou de R\$ 218/MWh em 2024 para R\$ 265/MWh em 2025. Ademais, tal aumento foi parcialmente compensado por um incremento de 8% (equivalente a R\$ 110 milhões) nos créditos de PIS e COFINS sobre a energia adquirida no período.

Encargos de uso da rede elétrica

Os encargos pelo uso de nosso sistema de transmissão e distribuição reduziram 3,9% (ou R\$ 202 milhões) resultando em R\$ 4.950 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 5.152 milhões em 31 de dezembro de 2024), reflexo principalmente de um volume menor de energia distribuída, conforme mencionado anteriormente. Os principais efeitos foram percebidos na rubrica de encargos de serviço do sistema – ESS líquido do repasse da CONER, representando uma redução de R\$ 288 milhões, compensados parcialmente pela redução nos créditos de PIS e COFINS em R\$ 49 milhões.

Outros custos e despesas operacionais

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 2024, outros custos e despesas operacionais aumentaram 4,7% (ou R\$ 597 milhões), resultando em R\$ 13.212 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 2025, devido principalmente a: (i) um aumento

¹ Em decorrência da Reforma Tributária sobre o consumo, instituída pela Lei Complementar 214/2025, a partir de 2027 o PIS e a COFINS serão substituídos pela CBS, com implementação gradual do IBS, implicando alterações na apuração e contabilização dos tributos. A Companhia avalia os impactos da nova sistemática — inclusive quanto à não cumulatividade plena, recuperabilidade de créditos de PIS e COFINS, sistemas, obrigações acessórias e mecanismos de diferimento aplicáveis às operações de energia elétrica.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

de 7,7% (ou R\$ 399 milhões) em custos com construção da infraestrutura; e (ii) aumento de R\$ 115 milhões com provisões para redução ao valor recuperável.

Resultado do serviço

Em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, o resultado do serviço aumentou 2,7% (ou R\$ 285 milhões) resultando em R\$ 10.779 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, principalmente devido ao (i) aumento da receita operacional líquida, em termos absolutos (R\$ 1.740 milhões), compensados pelo (ii) aumento em nossos custos com compra de energia (R\$ 858 milhões) e aumento de outros custos e despesas (R\$ 597 milhões).

Lucro líquido

Despesa financeira líquida

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, a despesa financeira líquida aumentou 8,1% (ou R\$ 222 milhões), saindo de uma perda de R\$ 2.741 milhões em 2024 para uma perda de R\$ 2.963 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, decorrente de um aumento de R\$ 600 milhões nas despesas financeiras (ou 13,8%) parcialmente compensado por um aumento de R\$ 378 milhões (23,6% em relação ao período predecessor) nas receitas financeiras.

O aumento da despesa financeira se deve, majoritariamente, por efeitos negativos oriundos dos instrumentos financeiros derivativos, na ordem de R\$ 2.090 milhões, estes decorrente de valorização da moeda real ao longo do exercício de 2025. Este efeito fora parcialmente compensado pelo aumento de atualizações monetárias e variação cambial, na ordem de R\$ 1.634 milhões.

Já o aumento da receita financeira se dera por uma maior receita de atualização de ativo financeiro setorial (impacto positivo de R\$ 229 milhões, ou 369,3%) e maior rendimento de aplicações financeiras (R\$ 123 milhões, ou 25,5% de aumento em relação ao exercício anterior).

Em 31 de dezembro de 2025, tínhamos R\$ 26.310 milhões (em comparação com R\$ 22.632 milhões em 31 de dezembro de 2024) 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 acumulada do CDI durante o ano aumentou para 14,3% em 2025, em comparação com 10,8% em 2024; e IPCA acumulado reduziu para 4,3% em 2025, em comparação com 4,8% em 2024. Temos o equivalente a R\$ 2.745 milhões (comparado a R\$ 6.157 milhões em 31 de dezembro de 2024) de dívida denominada em moeda estrangeira em dólares, iene e renminbi. Para reduzir o risco de taxa de câmbio em relação à 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

As despesas com imposto de renda e contribuição social mantiveram-se constantes, sendo R\$ 2.349 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 em comparação com R\$ 2.328 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Nossa alíquota efetiva de 29% sobre o lucro antes dos impostos no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 foi inferior à alíquota 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 social encerrado em 31 de dezembro de 2024, e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido manteve estável, com uma pequena redução de 0,33% (ou R\$ 19 milhões) quando comparado com 2024, resultando em R\$ 5.743 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Comentários sobre as variações mais relevantes do fluxo de caixa:

(Valores em R\$ / milhões)				
	Fluxo de caixa			
	2025	2024	AH%	AH-R\$
Lucro antes dos tributos	8.091	8.089	0,0%	2
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Depreciação e amortização	2.397	2.303	4,1%	94
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	343	309	11,0%	34
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	361	417	-13,4%	(56)
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	2.642	2.432	8,6%	210
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	35	128	-72,7%	(93)
Equivalência patrimonial	(276)	(336)	17,9%	60
Ajuste a valor justo de investimento	12	(103)	-112,1%	115
Perda (ganho) na baixa de não circulante	278	341	-18,5%	(63)
Provisão de redução ao valor recuperável	-	(56)	-100,0%	56
Outros	(828)	(1.053)	21,3%	225
	13.055	12.471	4,7%	584
Redução (aumento) nos ativos operacionais				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(646)	(130)	-396,9%	(516)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	286	266	7,5%	20
Tributos a compensar	2.201	933	135,9%	1.268
Depósitos judiciais	(20)	82	-124,4%	(102)
Ativo financeiro setorial	(781)	(280)	-178,6%	(501)
Contas a receber - aporte CDE/CCEE	(216)	(183)	-18,0%	(33)
Adições de ativo de transmissão	(758)	(720)	-5,2%	(38)
Outros ativos operacionais	897	1.070	-16,2%	(173)
	963	1.038	-7,2%	(75)
Aumento (redução) nos passivos operacionais				
Fornecedores	176	76	131,6%	100
Outros tributos e contribuições sociais	(400)	389	-202,8%	(789)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(729)	(558)	-30,6%	(171)
Taxas regulamentares	96	(69)	-239,1%	165
Riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(335)	(375)	10,7%	40
Passivo financeiro setorial	(2.584)	(1.093)	-136,3%	(1.491)
Contas a pagar - CDE	26	(18)	-244,4%	44
Outros passivos operacionais	539	(9)	-6030,9%	548
	(3.211)	(1.657)	-93,7%	(1.554)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	10.806	11.850	-8,8%	(1.044)
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(2.085)	(2.143)	2,7%	58
Imposto de renda e contribuição social pagos	(1.559)	(2.919)	46,6%	1.360
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	7.162	6.788	5,5%	374
Atividades de investimentos				
Redução (aumento) de capital em investidas	44	-	100,0%	44
Aquisições de imobilizado	(370)	(510)	27,5%	140
Adições de ativo contratual	(4.964)	(4.544)	-9,3%	(420)
Adições e ativo intangível	(21)	(21)	0,0%	-
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(15.139)	(13.399)	-13,0%	(1.740)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	15.991	12.943	23,5%	3.048
Venda de ativo não circulante	61	-	100,0%	61
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(4.399)	(5.531)	20,5%	1.132
Atividades de financiamentos				
Redução de participação societária em investimento já existente	(1)	(2)	63,5%	1
Captação de empréstimos e debêntures	10.266	7.761	32,3%	2.505
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(10.727)	(6.542)	-64,0%	(4.185)
Liquidação de operações com derivativos	(102)	(538)	81,0%	436
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(3.520)	(3.480)	-1,1%	(40)
Captações de mutuos entre partes relacionadas	4.375	-	100,0%	4.375
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	(2.798)	(918)	-204,8%	(1.880)
Geração (utilização) de caixa em atividades de financiamentos	(2.507)	(3.720)	32,6%	1.213
Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa	256	(2.462)	-110,4%	2.719
Saldo inicial em caixa e equivalentes de caixa	1.973	4.435	-55,5%	(2.462)
Saldo final em caixa e equivalentes de caixa	2.229	1.973	13,0%	257

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais

Em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, nosso caixa líquido oriundo das atividades operacionais aumentou 5,5% (ou R\$ 374 milhões), resultando em R\$ 7.162 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Este aumento é decorrente, principalmente, de:

- Lucro antes dos tributos ajustado: aumento de 4,7% (ou R\$ 584 milhões) em relação ao exercício de 2024, atingindo em 2025 o montante de R\$ 13.055 milhões. Este aumento deve-se, sobretudo, pelo aumento nos efeitos de encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, na ordem de R\$ 210 milhões, bem como pelo aumento nas rubricas de depreciação/amortização e ajustes a valor justo que, em conjunto a outros componentes, somaram R\$ 585 milhões. Este aumento fora parcialmente compensado pela redução na provisão para créditos de liquidação duvidosa, resultado com entidade de previdência privada e resultado na baixa de ativos não-circulantes, que juntos somam R\$ 211 milhões;
- Aumento (redução) nos ativos operacionais: redução do ativo (implicando em menor geração de caixa líquido das operações) na ordem de R\$ 75 milhões, em comparação ao exercício de 2024, decorrente, essencialmente, dos seguintes efeitos: (i) variação do saldo de tributos a compensar, que passou de R\$ 933 milhões em 2024 para R\$ 2.201 milhões em 2025 (variação de R\$ 1.268 milhões); (ii) variação do saldo de ativo financeiro setorial, de R\$ 501 milhões (de R\$ 280 milhões para R\$ 781 milhões negativos); e (iii) variação dos saldos de consumidores, concessionárias e permissionárias, de R\$ 516 milhões (de R\$ 130 milhões negativos para R\$ 646 milhões negativos). Tais efeitos foram parcialmente compensados, principalmente, pela variação em outros ativos operacionais, que variaram R\$ 173 milhões, além de menores variações em adições de ativo de transmissão (R\$ 38 milhões) e contas a receber – aporte CDE/CCEE (R\$ 33 milhões);
- Redução (aumento) nos passivos operacionais: aumento do passivo operacional (implicando em maior consumo de caixa nas atividades operacionais) na ordem de R\$ 1.554 milhões em relação ao exercício de 2024, explicado, principalmente: (i) pela variação do passivo financeiro setorial, de R\$ 1.491 milhões (de R\$ 1.093 milhões negativos para R\$ 2.584 milhões negativos); (ii) pela variação em outros tributos e contribuições sociais de R\$ 789 milhões (de R\$ 389 milhões positivos para R\$ 400 milhões negativos) e (iii) pela variação em outras obrigações com entidade de previdência privada de R\$ 171 milhões (de R\$ 558 milhões negativos para R\$ 729 milhões negativos). Tais movimentos foram parcialmente compensados pela variação em fornecedores, taxas regulamentares e outros passivos operacionais, que somaram R\$ 897 milhões de variação positiva.

Além dos efeitos acima destacados, o caixa líquido gerado pelas atividades operacionais, em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, fora positivamente impactado na ordem de R\$ 1.418 milhões, devido a uma redução dos valores pagos a título de encargos de dívidas e debêntures, além de Imposto de Renda e Contribuição Social.

Utilização de caixa em atividades de investimentos

Observa-se, em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, uma redução de 20,5% (ou R\$ 1.132 milhões) na utilização de caixa em atividades de investimentos, o qual, ao fim de 2025, atingira o montante de R\$ 4.399 milhões (R\$ 5.531 milhões em 2024). A redução no consumo de caixa mencionado é decorrente, principalmente, de um menor consumo de caixa proveniente dos títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados, na ordem de R\$ 1.308 milhões, compensado, principalmente, por um consumo maior de caixa decorrente das adições de ativo contratual, na ordem de R\$ 420 milhões.

Utilização de caixa em atividades de financiamentos

Em relação ao exercício de 2024 (cujo caixa utilizado para atividades de financiamentos fora de R\$ 3.720 milhões), no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 nota-se uma redução no caixa consumido em 32,6% (ou R\$ 1.213 milhões), atingindo o montante utilizado de R\$ 2.507 milhões. Este efeito é decorrente principalmente de uma geração maior de caixa de mútuos com partes relacionadas (efeito de geração de caixa de R\$ 2.495 milhões, líquidos das amortizações do período), compensados parcialmente por um consumo maior de caixa sobre os empréstimos e debêntures (efeito líquido de consumo de caixa de R\$ 1.680 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. O 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 82,3% em 2025 da nossa receita operacional líquida (80,3% em 2024), e sua contribuição ao lucro líquido foi substancialmente maior em 2025 em relação ao ano predecessor, representando 67,4% do lucro líquido no ano (52% em 2024).

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 2025 e 2024 estão apresentados na tabela a seguir:

	Distribuição	Geração	Comercialização	Transmissão	Serviços	Outros
2025						
Receita operacional líquida	82,3%	7,4%	6,1%	3,7%	0,5%	-
Lucro (prejuízo) líquido	67,4%	33,6%	-5,2%	4,7%	3,4%	-3,9%
2024						
Receita operacional líquida	80,3%	7,8%	7,2%	4,1%	0,7%	-
Lucro (prejuízo) líquido	52,0%	38,7%	-0,9%	10,6%	3,0%	-3,4%

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.

O segmento de geração consiste, em grande parte, de usinas hidrelétricas, parques eólicos, usinas termelétricas de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as 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 em relação a receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuem com despesas com juros e custos financeiros mais elevados.

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

O 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.

Já o 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.

Esses 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 as distribuidoras. Nas demonstrações consolidadas, os resultados das transações intersegmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e 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

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

2.2 Resultados operacional e financeiro

- **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, tanto para clientes cativos quanto para livres;
- **Geração:** consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCHs/CGHs, 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 delas;
- **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 cinco segmentos operacionais acima, consolidamos um número de atividades classificadas como "outros" que englobam outras atividades não relacionadas aos itens anteriores, ademais, as despesas corporativas, exceto a amortização dos ativos intangíveis relacionados às concessões, são alocadas nos respectivos segmentos operacionais.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

• Resultados por segmento das operações —2025 em comparação a 2024

Vendas por segmento

Distribuição

Em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a receita operacional líquida do nosso segmento de distribuição demonstrou um aumento de 6,8% (ou R\$ 2.320 milhões) resultando em R\$ 36.544 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Esse aumento fora reflexo, principalmente:

- Do aumento na receita operacional bruta de R\$ 4.369 milhões (ou 8,5%), por sua vez decorrente principalmente do aumento das outras receitas operacionais, sobretudo (i) do aumento nas receitas de ativo e passivo financeiro setorial, na ordem de R\$ 1.842 milhões (ou 118,8%), (ii) do aumento nas receitas pela disponibilidade da rede elétrica para consumidores cativos e livres, no valor de R\$ 968 milhões (ou 3,8%), (iii) do aumento nas receitas oriundas do aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários, na ordem de R\$ 710 milhões (ou 29,7%) e (iv) aumento nas receitas de construção da infraestrutura de concessão, no valor de R\$ 359 milhões (ou 7,9%);
- Os efeitos acima foram parcialmente compensados por maiores deduções das receitas, com um aumento de R\$ 2.049 milhões (ou 11,8%) em 2025 quando comparado com 2024, fruto da elevação nas receitas brutas tributáveis e por uma dedução maior proveniente da conta de desenvolvimento energético – CDE, que apresentou um aumento de R\$ 1.531 milhões (ou 26,1%) quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

Geração

A receita operacional líquida do nosso segmento de geração no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 se manteve estável em relação ao exercício predecessor, visto que houve apenas um pequeno aumento de 0,6% (ou R\$ 32 milhões), totalizando R\$ 5.052 milhões no período (R\$ 5.020 milhões em 2024). Embora o segmento tenha transacionado menor volume de energia (redução de 8,8% em comparação ao ano de 2024), houve aumento do preço médio de energia, compensando tal redução em quantidade.

Comercialização

A receita operacional líquida do nosso segmento de comercialização no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 totalizou R\$ 2.763 milhões, uma redução de 10,3% (ou R\$ 316 milhões) em comparação com R\$ 3.078

2.2 Resultados operacional e financeiro

milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Tal redução é reflexo de um menor volume de energia transacionado com outras concessionárias e permissionárias (redução de 19,2%, ou 3.349 GWh, em quantidade de energia vendida) e energia vendida no mercado de curto prazo (redução de 68,1%, ou 736 GWh). Tais efeitos, em conjunto com outros impactos de menor relevância, geraram uma redução na receita bruta de R\$ 357 milhões (ou 10%), em comparação ao exercício de 2024, os quais foram parcialmente compensados por deduções da receita menores, na ordem de R\$ 42 milhões (ou 8,7%), estas decorrente da redução nas receitas brutas tributáveis.

Transmissão

A receita operacional líquida do nosso segmento de transmissão no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 totalizou R\$ 2.078 milhões, uma redução de 5,8% (ou R\$ 127 milhões) em comparação com R\$ 2.205 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Este efeito decorre, principalmente, de uma redução de 7,2% (ou R\$ 75 milhões) em receita de construção da infraestrutura de concessão, em conjunto com uma redução de R\$ 80 milhões (ou 5,7%) em outras receitas e rendas. Estes efeitos de redução na receita líquida foram parcialmente compensados por uma redução de 12,1% (ou R\$ 28 milhões) em impostos incidentes sobre o faturamento.

Serviços

A receita operacional líquida de nosso segmento de serviços no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 totalizou R\$ 1.268 milhões, um aumento de 1,1% (ou R\$ 14 milhões) em comparação com R\$ 1.254 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Esse efeito ocorreu principalmente devido a um aumento de R\$ 15 milhões nas receitas (oriundas da CPFL Serviços) de serviços de construção, manutenção e aluguel de equipamentos; compensadas parcialmente pelas deduções das receitas.

Resultado do serviço por segmento

Distribuição

Comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, o resultado do serviço do nosso segmento de distribuição aumentou 14,8% (ou R\$ 961 milhões) atingindo R\$ 7.467 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025. Conforme discutido acima, embora a receita operacional líquida do segmento tenha apresentado um aumento de R\$ 2.320 milhões (ou 6,8%), houve um aumento nos custos com energia elétrica, bem como aumento nos custos e despesas operacionais. A seguir discutimos os principais fatores contribuintes para as flutuações nos custos com energia elétrica, e custos e despesas operacionais:

Custos com energia elétrica: comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, os custos de energia elétrica aumentaram 4,9% (ou R\$ 876 milhões) resultando em R\$ 18.909 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025.

O custo da energia comprada para revenda aumentou 8,5% (ou R\$ 1.083 milhões), refletindo, principalmente, o efeito do incremento em 8,2% (ou R\$ 916 milhões) no custo da energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo, onde, embora o volume adquirido ao longo do exercício de 2025 tenha decrescido em 6,3% (ou 3.259 GWh), houve um aumento no preço médio, compensando tal redução em quantidade.

Além disso, houve também redução nos encargos pelo uso do sistema de transmissão e distribuição na ordem de 3,9% (ou R\$ 206 milhões), atingindo R\$ 5.129 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, devido, principalmente, pela redução de encargos de serviço de sistema – ESS de R\$ 285 milhões, compensados parcialmente pelo aumento de R\$ 44 milhões (ou 4,8%) nos encargos de energia de reserva – EER.

Outros custos e despesas operacionais: comparados ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, outros custos e despesas operacionais para o segmento de distribuição aumentaram 5% (ou R\$ 483 milhões), resultando em R\$ 10.168 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Esse aumento foi devido ao efeito combinado do: (i) aumento de 7,9% (ou R\$ 359 milhões) nos custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão e (ii) aumento total de R\$ 290 milhões nas demais despesas operacionais, com destaque para aumentos ocorridos com despesas com pessoal (R\$ 84 milhões), serviços de terceiros (R\$ 92 milhões) e depreciação e amortização (R\$ 110 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados por uma

2.2 Resultados operacional e financeiro

redução nas despesas com entidade de previdência privada e com demais despesas, no montante total de R\$ 166 milhões.

Geração

Em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, o resultado do serviço do segmento de geração reduziu 7,7% (ou R\$ 217 milhões) resultando em R\$ 2.598 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Considerando o que fora explicitado acima, isto é, que não houve variação significativa na receita operacional líquida do segmento entre os períodos avaliados, esse aumento foi decorrente da combinação dos efeitos: (i) um aumento nos custos com energia comprada para revenda de 49% (ou R\$ 195 milhões), decorrente de um volume maior de energia comprada (1.431 GWh, ou 42,9%), com um preço médio de aquisição também maior, e (ii) aumento nos outros custos e despesas em R\$ 59 milhões (ou 3,8%).

Comercialização

Em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, o resultado do serviço do segmento de comercialização reduziu R\$ 235 milhões resultando em perda de R\$ 254 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Ao longo do exercício de 2025, conforme demonstrado acima, o segmento de comercialização demonstrou uma queda em sua receita operacional líquida, na ordem de R\$ 316 milhões. Tal efeito fora compensado, principalmente, pela redução em custos com energia comprada para revenda no montante de R\$ 100 milhões, por vez fruto principalmente de menor quantidade de energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo (redução de 4.318 GWh, ou 18,3%).

Transmissão

Em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, o resultado do serviço do segmento de transmissão reduziu 23,8%, ou R\$ 259 milhões, resultando em R\$ 828 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Essa redução foi decorrente do efeito líquido de: (i) redução na receita operacional líquida do segmento em R\$ 127 milhões, conforme apresentado anteriormente; somados a um aumento em outros custos e despesas em R\$ 132 milhões (ou 11,8%), em especial devido a um custo maior com construção da infraestrutura em 2025 (de R\$ 102 milhões, ou 14,5%) quando comparado com 2024.

Serviços

Comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, o resultado do serviço do segmento de serviços aumentou 16,3% (ou R\$ 36 milhões) resultando em R\$ 257 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Essa variação foi devida ao efeito combinado do aumento de R\$ 14 milhões na receita operacional líquida, conforme apresentado anteriormente, combinado com uma redução de R\$ 22 milhões em custos e despesas operacionais, principalmente aqueles relacionados a pessoal e materiais, que montam uma redução de R\$ 38 milhões em 2025 com relação ao mesmo período de 2024.

Lucro líquido por segmento

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, 67,4% de nosso lucro líquido deriva de segmento de distribuição, 33,6% do segmento de geração, 3,4% de nosso segmento de serviços, e 4,7% do segmento de transmissão, sendo estes compensados por prejuízos nos segmentos de comercialização e outros, que representa -9,1%.

Distribuição

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, o lucro líquido do segmento de distribuição aumentou 29,2% (ou R\$ 874 milhões), resultando em R\$ 3.871 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Tal aumento é resultante da combinação dos seguintes efeitos:

- (i) Redução do resultado do serviço do segmento de distribuição que, conforme discutido acima em "resultado do serviço por segmento", decorre de um aumento, na ordem de R\$ 2.320 milhões, na receita operacional líquida, compensada por um aumento nos custos e despesas operacionais de R\$ 1.359 milhões;
- (ii) Pequeno aumento da despesa financeira líquida do segmento em R\$ 37 milhões, fruto do aumento de 12,6% das despesas financeiras (ou R\$ 423 milhões), principalmente decorrente do aumento das

2.2 Resultados operacional e financeiro

atualizações monetárias e cambiais líquidas dos derivativos, em R\$ 320 milhões, e do aumento dos encargos de dívidas (R\$ 212 milhões, ou 12,3%), compensados por uma menor despesa de ajustes a valor justo (R\$ 115 milhões). Esta maior despesa financeira do período foi parcialmente compensada pelo aumento das receitas financeiras em 30,5% (ou 386%), decorrente principalmente de maiores receitas com atualização de ativo financeiro setorial (R\$ 229 milhões), maiores receitas de aplicações financeiras (R\$ 87 milhões) e maiores acréscimos e multas moratórias (R\$ 41 milhões).

Por fim, os impactos acima descritos são parcialmente compensados por um pequeno aumento nas despesas com imposto de renda e contribuição social, na ordem de R\$ 50 milhões, estes decorrentes do aumento dos lucros tributáveis.

Geração

O lucro líquido do segmento de geração reduziu 13,6% (ou R\$ 302 milhões), resultando em R\$ 1.929 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, quando comparado ao lucro líquido de R\$ 2.231 milhões do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. Essa redução foi devida, principalmente, ao efeito combinado: (i) aumento nos custos e despesas operacionais de R\$ 249 milhões, conforme mencionado acima; (ii) redução no resultado de participações societárias em R\$ 58 milhões; e (iii) pequeno aumento da despesa financeira líquida de R\$ 7 milhões (ou 2,2%). Adicionalmente, houve também aumento nas despesas de imposto de renda e contribuição social, na ordem de R\$ 19 milhões (ou 3,2%).

Comercialização

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, o resultado líquido do segmento de comercialização reduziu R\$ 246 milhões resultando em um prejuízo líquido de R\$ 298 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Esse resultado é reflexo do efeito combinado da (i) redução no resultado do serviço de R\$ 235 milhões, discutido acima em "resultado do serviço por segmento"; e (ii) aumento da despesa financeira líquida em R\$ 4 milhões.

Ainda, no exercício de 2025, houve um aumento de, aproximadamente, R\$ 7 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

Transmissão

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 (cujo resultado do período fora de lucro líquido de R\$ 607 milhões), o resultado líquido do segmento de transmissão reduziu R\$ 339 milhões resultando em lucro líquido de R\$ 268 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. Esse resultado é reflexo da redução no resultado do serviço de R\$ 259 milhões (ou 23,8%, conforme discutido nas seções acima); bem como pelo aumento da despesa financeira líquida (R\$ 184 milhões, ou 62,2%). O resultado financeiro negativo mencionado é fruto, principalmente, de um aumento na despesa financeira do segmento causado, por sua vez, por maiores encargos de dívidas, atualizações monetárias e cambiais, líquido dos derivativos.

Estes efeitos foram, parcialmente, compensados por uma despesa menor de imposto de renda e contribuição social de R\$ 107 milhões (ou 56,6%).

Serviços

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, o lucro líquido do segmento de serviços aumentou 14% (ou R\$ 24 milhões), resultando em R\$ 198 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, refletindo os efeitos combinados de: (i) aumento de R\$ 16,3% (ou R\$ 36 milhões) em resultado do serviço, conforme discutido acima; compensado parcialmente por (ii) uma redução de 55,6% (ou R\$ 5 milhões) na receita financeira líquida, resultado de menor renda de aplicações financeiras (redução de R\$ 4 milhões em relação ao exercício de 2024); e, (iii) aumento de, aproximadamente, R\$ 6 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social, decorrentes de maior base tributável.

2.2 Resultados operacional e financeiro

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 2025, as vendas para consumidores cativos representaram 61% da quantidade de energia elétrica vendida, e 53% da nossa receita operacional, em comparação com 58% e 57,1%, respectivamente, em 2024. 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 tarifárias 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 de 2024 e 2025. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista ⁽³⁾	CPFL Piratininga ⁽³⁾	CPFL RGE ⁽³⁾	CPFL Santa Cruz ⁽³⁾
2025				
Reposicionamento econômico ⁽¹⁾	5,85%	10,25%	6,45%	1,67%
Componentes financeiros ⁽²⁾	-8,05%	-0,25%	-3,94%	-0,64%
Total	-2,19%	10,00%	2,52%	1,03%
2024				
Reposicionamento econômico ⁽¹⁾	2,03%	-1,48%	-8,94%	8,22%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,88%	2,81%	3,31%	-1,20%
Total	3,91%	1,33%	-5,63%	7,02%

(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) O reajuste anual das distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL RGE e CPFL Santa Cruz ocorrem em abril, outubro, junho e março, respectivamente (para o ano de 2025, a RTA da CPFL Santa Cruz ocorreu em maio, devido ao pedido de vista do processo por conta da solicitação de diferimento por parte da CPFL Santa Cruz para amortizar o percentual de 2026).

Vendas a consumidores potencialmente livres

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.

2.2 Resultados operacional e financeiro

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 2025, compramos 64.162 GWh, em comparação com 70.863 GWh em 2024. 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 2025, adquirimos 9.571 GWh de energia elétrica de Itaipu (14,9% da energia elétrica que compramos em termos de volume), em comparação com 9.852 GWh (13,9% da energia elétrica que compramos em termos de volume) em 2024. 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, consequentemente, 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.

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.

2.2 Resultados operacional e financeiro

- 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 2025 e 2024:

Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
Indicador	2025	2024
Crescimento do PIB (em reais) ⁽¹⁾	2,3%	3,4%
Taxa de desemprego ⁽²⁾ – média de %	5,9%	6,8%
Crédito à pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	19,2%	18,3%
Crescimento das vendas no varejo	1,3%	4,7%
Crescimento da produção industrial	0,8%	3,1%
Inflação (IGP-M) ⁽³⁾	-1,0%	6,5%
Inflação (IPCA) ⁽⁴⁾	4,3%	4,8%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 ⁽⁵⁾	R\$ 5,58	R\$ 5,39
Taxa de câmbio no fim do ano – US\$1,00	R\$ 5,50	R\$ 6,19
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano	-11,1%	27,9%

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).

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 2025 teve início em um ambiente de incerteza global, decorrentes da nova administração de Donald Trump nos Estados Unidos e a adoção de três mudanças relevantes: imposição de tarifas de importação, endurecimento das regras de imigração e a aprovação de um orçamento federal com trajetória deficitária para os próximos anos.

As tarifas representaram uma mudança na lógica tradicional do comércio americano, mas seu impacto foi menor do que o inicialmente esperado. Isso ocorreu devido ao recuo do governo em diversas medidas quando foram identificados impactos econômicos significativos. O tema também segue em disputa judicial e aguarda decisão da Suprema Corte sobre a legalidade do uso do instrumento de “emergência econômica”. Outro fator que reduziu os impactos foi a antecipação de compras pelas empresas, para formação de estoques.

As mudanças recentes na política comercial e fiscal dos Estados Unidos elevaram a incerteza em relação ao desempenho do dólar no longo prazo, incentivando maior diversificação das reservas internacionais por parte de diversos bancos centrais. Esse movimento contribuiu para a valorização do ouro e para uma acomodação do valor da moeda norte americana. No campo monetário, o Federal Reserve reduziu a taxa básica de juros em 75 pontos-base diante da moderação do mercado de trabalho, passando a adotar postura de espera. A inflação dos Estados Unidos para o ano de 2025 fechou em 2,7%.

No Brasil, ao longo de 2025, foram mantidas e ampliadas iniciativas voltadas à sustentação da demanda doméstica, incluindo benefícios fiscais, reforço de programas sociais e expansão de linhas de crédito subsidiadas. Para conter

2.2 Resultados operacional e financeiro

os efeitos inflacionários dessas medidas, o Banco Central manteve a política monetária em nível restritivo. O resultado foi uma desaceleração moderada e heterogênea da atividade econômica, que seguiu operando com baixo nível de ociosidade. Setores mais sensíveis às condições de crédito registraram moderação, enquanto atividades relacionadas à renda, como grande parte do setor de serviços, mantiveram bom ritmo.

Nesse contexto, a taxa SELIC foi elevada em 2,75 p.p. e permaneceu em 15% ao ano por um período prolongado. A inflação e as expectativas inflacionárias apresentaram desaceleração moderada, mantendo-se mais próximas do teto do que do centro da meta do Banco Central. O IPCA encerrou 2025 em 4,3%, resultado inferior às projeções iniciais.

Esse resultado foi determinado pelo comportamento de alimentação no domicílio e bens industriais, influenciado por boas safras, efeitos temporários da gripe aviária (que reduziu exportações e ampliou a oferta doméstica), impactos das tarifas impostas pelos Estados Unidos sobre carnes e café, além da apreciação do real, que ajudou a conter os preços de bens industriais após os aumentos registrados no primeiro quadrimestre, decorrentes da depreciação cambial do ano anterior. Por outro lado, o segmento de serviços manteve variação próxima a 6% em termos anuais, acompanhando a evolução do mercado de trabalho e da atividade econômica.

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 2025 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.

Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2025

As alterações apresentadas a seguir entraram em vigor em 1º de janeiro de 2025 e não produziram impactos relevantes nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

Norma Contábil	Principais alterações
Alterações ao CPC 02 (R2) - efeitos nas mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis e CPC 37 (R1) – adoção inicial das normas internacionais de contabilidade	Especifica critérios para avaliar se uma moeda é conversível e orienta como estimar a taxa de câmbio à vista quando não houver possibilidade de conversão. Também exige divulgações adicionais para que os usuários compreendam os impactos da falta de convertibilidade sobre desempenho, posição financeira e fluxos de caixa.
Alterações ao CPC 18 (R3) - investimento em coligada, em controlada e empreendimento controlado em conjunto e a ICPC 09 - demonstrações contábeis individuais, demonstrações separadas, demonstrações consolidadas e aplicação do método da equivalência patrimonial	Atualiza as normas para permitir a aplicação do método da equivalência patrimonial (MEP) na mensuração de investimentos em controladas nas demonstrações contábeis individuais, alinhando às normas internacionais.

b. opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, datado de 4 de março de 2026, emitido pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda., 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 2025.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Epasa

Em 28 de março de 2025, a CPFL Geração celebrou um contrato de compra e venda de ações que tinha por objeto a venda das 50.900.370 (cinquenta milhões, novecentas mil, trezentas e setenta) ações ordinárias de emissão da Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (Epasa) detidas pela CPFL Geração à Ebrasil Gás e Energia S.A.

À época da celebração, o fechamento da operação estava condicionado ao cumprimento de certas condições precedentes estabelecidas no contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE. Com a conclusão da transação, a CPFL Geração deixou de deter participação societária na EPASA.

A EPASA é uma produtora independente de energia, proprietária de duas usinas termelétricas não operacionais: a Termonordeste e a Termoparaíba (reconhecidas fora do portfólio do SIN, despacháveis pelo ONS), que, em conjunto, somam 342 MW de capacidade instalada.

CPFL Renováveis

Em 29 de abril de 2025, por meio da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia e de sua subsidiária CPFL Geração, foi aprovada a cisão parcial da CPFL Geração, correspondente a 1,8498% de seu investimento na CPFL Renováveis. Esse acervo foi transferido para a Companhia, que passou a deter uma participação de 49,1502% para 51% na CPFL Renováveis.

CPFL Transmissão

Em 05 de dezembro de 2025, foi aprovado, em Assembleia Geral da CPFL Transmissão, o aumento de capital subscrito pela Companhia, por meio do qual esta passou a deter 51% das ações ordinárias da CPFL Transmissão. Em decorrência dessa operação, a Companhia passou a exercer o controle direto da CPFL Transmissão, anteriormente exercido de forma indireta, por intermédio da CPFL Brasil;

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 2025.

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 2025 e 2024 as seguintes medições não contábeis:

(Valores em R\$ / mil)

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
CONSOLIDADO	2025	2024
EBITDA	13.452.008	13.133.681
Endividamento total	33.468.143	31.274.032
Endividamento bruto	33.275.673	30.445.423
Endividamento líquido	30.370.353	26.898.022

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), líquido 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

(Valores em R\$ / mil)

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
CONSOLIDADO	2025	2024
Lucro líquido contábil	5.742.552	5.761.554
Impostos sobre o Lucro	2.348.694	2.327.339
Resultado financeiro	2.963.224	2.741.335
Depreciação e amortização	2.397.217	2.303.124
Amortização de mais valia de ativos	321	329
EBITDA	13.452.008	13.133.681

2.5 Medições não contábeis

(Valores em R\$ / mil)

Saldo em 31 de dezembro de		
CONSOLIDADO	2025	2024
Empréstimos e financiamentos	9.577.667	12.277.993
Debêntures	19.478.059	16.510.345
Mútuo passivo consolidado	4.412.416	2.485.694
Endividamento total	33.468.143	31.274.032
Derivativos líquidos (ativo) / passivo	(192.469)	(828.609)
Endividamento bruto	33.275.673	30.445.423
Disponibilidade ⁽¹⁾	(2.905.320)	(3.547.401)
Endividamento líquido	30.370.353	26.898.022

⁽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

As informações apresentadas neste item referem-se às demonstrações financeiras consolidadas da Companhia em 31 de dezembro de 2025. A autorização para a emissão dessas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 23 de fevereiro de 2026 e aprovada pelo Conselho de Administração em 4 de março de 2026.

Abaixo, demonstramos os eventos subsequentes ocorridos entre a data-base das demonstrações financeiras e a data de autorização para sua emissão:

Incorporação da CPFL Geração pela CPFL Brasil

Em Assembleia Geral Extraordinária das controladas CPFL Brasil e CPFL Geração, realizada em 02 de fevereiro de 2026, foi aprovada a incorporação da CPFL Geração pela CPFL Brasil. A operação contou com a anuência prévia dos credores da CPFL Geração e dos órgãos reguladores competentes, incluindo o deferimento do cancelamento do seu registro como companhia aberta.

A transação teve como objetivo a integração dos negócios de geração e comercialização de energia elétrica, visando à otimização da gestão do portfólio energético, ao aumento da competitividade do Grupo CPFL no mercado livre de energia, bem como ao aprimoramento de sua estrutura societária.

Com a efetivação da incorporação, a CPFL Geração foi extinta, sendo a CPFL Brasil sua sucessora universal, assumindo a totalidade dos seus bens, direitos e obrigações.

Curtailement

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia tomou conhecimento da ocorrência de eventos de curtailement que impactaram a operação de seus ativos de geração de energia.

O curtailement refere-se à restrição na entrega de energia elétrica imposta pelo Operador do Sistema Elétrico (ONS), decorrente de limitações operacionais do sistema e de excesso de oferta frente ao consumo.

Com o advento da Lei 15.269/25, as usinas eólicas e fotovoltaicas farão jus, mediante termo de compromisso firmado com o poder concedente, a compensação destinada à cobertura dos custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação, desde 1º de setembro de 2023 até a entrada em vigor da Lei. Por ainda não conhecer as condições finais do termo de compromisso, que inclusive implica renúncia ao direito sobre o qual se fundam as ações judiciais em curso, a Companhia, até a data da autorização dessas demonstrações financeiras, continua monitorando o assunto, devendo tomar sua decisão tão logo todas as condições estejam plenamente claras.

Considerando as incertezas existentes até o momento, nenhum montante foi reconhecido nas demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2025.

Empréstimos e financiamentos

Em janeiro de 2026 foram realizadas as seguintes emissões de debêntures:

Controlada	Valor liberado	Pagamento de juros	Amortização de principal	Taxa efetiva anual	Destinação do recurso	Condições restritivas
CPFL Paulista	1.700.000		Parcela única em			
CPFL Santa Cruz	100.000	Semestral	dezembro de	CDI + 0,30%	Capital de giro	(a)
CPFL Transmissão	100.000		2026			

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

2.7 Destinação de resultados

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

	31 de dezembro de 2025
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	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. Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva legal a última a ser absorvida. 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. <u>Destinação do resultado de 2025 (valores em R\$):</u> <u>Resultado líquido distribuível:</u> (=) Lucro líquido do exercício: R\$ 5.484.324.317,54 (+) Realização de reserva de lucros a realizar: R\$ 26.155.094,53 (+) Realização de outros resultados abrangentes: R\$ 26.412.213,21 (+) Dividendos prescritos: R\$ 13.802.330,20 (=) Lucro distribuível: R\$ 5.550.693.955,48 <u>Retenções em reservas de lucros:</u> Reserva de reforço de capital de giro: R\$ 477.440.807,92 Reserva de lucros a realizar: R\$ 773.573.988,71 <u>Proposta de dividendos:</u> Dividendo mínimo obrigatório: R\$ 1.371.081.079,39 Dividendos adicionais: R\$ 2.928.598.079,46
c) Periodicidade das distribuições de dividendos	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. 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. 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.
d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação	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 merecem destaque: (i) regra geral; e (ii) controladas e outras controladas em conjunto pela CPFL Brasil. 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

2.7 Destinação de resultados

especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	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. 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.
e) Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando o 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	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. Tal política 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. 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. 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 (www.cpfl.com.br/ri).

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 2025, 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 2026 e 2036, totalizando R\$ 5.800 milhões.

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 2025, 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 2025.

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 2025.

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 2025.

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 2025.

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:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;

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 2025 e a previsão para os anos de 2026 a 2030:

(Valores em R\$ / milhões)						
Exercício encerrado em 31 de dezembro						
Segmento	2025	2026*	2027*	2028*	2029*	2030*
Distribuição	4.964	5.195	5.541	4.702	4.821	5.041
Geração e gestão de energia	270	341	160	139	138	125
Serviços e outros investimentos	74	89	69	69	80	88
Transmissão	804	856	1.221	1.059	799	605
Total	6.112	6.481	6.991	5.969	5.838	5.859

* Investimento planejado.

Planejamos investir aproximadamente R\$ 6.481 milhões em 2026, R\$ 6.991 milhões em 2027, R\$ 5.969 milhões em 2028, R\$ 5.838 milhões em 2029 e R\$ 5.859 em 2030. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 25.300 milhões são esperados de serem investidos no nosso segmento de distribuição e R\$ 904 milhões no nosso segmento de geração e gestão de energia. Adicionalmente, durante este período, planejamos investir R\$ 4.539 milhões em nosso segmento de transmissão e R\$ 395 milhões em nosso segmento de 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 2026 e 2027, pretendemos 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

Em 2024, foram transferidas as usinas termelétricas Bio Ipê, Bio Pedra e Bio Buriti para o Grupo Pedra, com capacidades instaladas de 25 MW, 70 MW e 74,25 MW, respectivamente. Já em 2025, a CPFL Geração vendeu 100% da sua participação detida na Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (Epasa) para a Ebrasil Gás e Energia S.A.

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

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.

2.10 Planos de negócios

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 ASG

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, o Grupo CPFL conta 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 com estudo em andamento sobre a viabilidade de tecnologias de hidrogênio verde para o 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, o Grupo CPFL, por meio da CPFL Soluções, oferece 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 no site de Relações com Investidores do Grupo CPFL em <https://www.cpfl.com.br/ri>.

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.

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 nos impactar de forma adversa ou negativa, ou ao usarmos expressões correlatas, estamos indicando que tais questões podem afetar de maneira prejudicial nossos negócios, reputação, situação financeira, desempenho operacional, fluxo de caixa, liquidez, as operações futuras de nossas subsidiárias, bem como o valor de mercado de nossos valores mobiliários. 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 nossas 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 tem sua operação dependente de sistemas de informações e comunicações, assim sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade, sendo que qualquer falha de grande abrangência ou ataque poderá afetá-lo de maneira prejudicial.

Em nosso negócio, realizamos a coleta, o armazenamento, o processamento e a transmissão de dados pessoais (PII) e dados sensíveis (PSI) de clientes, fornecedores e empregados. Além disso, utilizamos sistemas de tecnologia da informação, fundamentais e de rede operativa para o controle das operações comerciais, energéticas, administrativas e financeiras, o que pode implicar exposição a diversos riscos cibernéticos.

Nos últimos anos, observamos um aumento significativo no número de organizações, incluindo grandes empresas, instituições financeiras e entidades governamentais, que relataram violações em seus sistemas de tecnologia da informação (TI) e tecnologia operacional (OT). Muitas dessas violações envolvem ataques sofisticados e direcionados a websites.

São empregadas técnicas sofisticadas para obter credenciais de acesso a informações de negócio ou de clientes, seja para comprometer serviços ou fraudar sistemas. Essas técnicas são tão avançadas que muitas vezes dificultam a identificação imediata das tentativas, podendo passar despercebidas até que o primeiro ataque ocorra. A violação pode ocorrer não apenas diretamente em nossos sistemas, mas também por meio da invasão de sistemas de parceiros ou fornecedores.

A engenharia social é uma das técnicas mais recorrentes e envolve o fator humano, tentando 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 desses esforços são financiados por recursos tecnológicos significativos, tornando-os ainda mais sofisticados e difíceis de serem detectados.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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

Adicionalmente, não mantemos apólices de seguros específicas para ciberataques, e nossas apólices atuais podem não ser adequadas para nos ressarcir pelas perdas causadas por violações de segurança da informação. Não há garantia de que nossos sistemas de tecnologia operacional e de tecnologia da informação sejam suficientes para proteção contra violações de privacidade, dada a expressiva quantidade e sofisticação dos ataques cibernéticos.

Incidentes de segurança envolvendo nossa rede operativa (subestações e usinas) suportados pelas Normas e Requisitos Técnicos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) poderiam ter um efeito prejudicial em nosso negócio, nossa condição financeira ou nossos resultados operacionais.

Mantemos um banco de dados com informações sobre nossos clientes, que pode incluir, principalmente (mas não apenas), dados coletados quando os clientes assinam nossos serviços e por meio de nossos aplicativos de dispositivos móveis. Uma violação dos nossos sistemas pode afetar a integridade desse banco de dados. Dúvidas ou receios sobre a segurança ou proteção dos dados dos nossos clientes, armazenados em nossos sistemas ou tratados por nós de qualquer outra forma, podem afetar negativamente nossa reputação e nossos resultados.

O acesso não autorizado a dados pessoais dos nossos clientes, ou qualquer percepção pública de que esses dados foram divulgados de forma indevida, pode resultar em processos administrativos ou judiciais, com possíveis compensações financeiras, multas e/ou danos à nossa reputação.

Estamos sujeitos à regulamentação da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD) e a outras legislações e regulamentações aplicáveis e, nesse sentido, podemos não cumprir, total ou parcialmente, suas diretrizes e obrigações, o que pode comprometer a segurança e a privacidade dos dados que coletamos. Qualquer descumprimento, real ou percebido, de normas, exigências, ou decisões administrativas ou judiciais relacionadas à proteção de dados pessoais, poderá afetar de forma relevante nossos negócios.

Por tratarmos dados pessoais de pessoas naturais na execução de nosso objeto social, estamos sujeitos à regulamentação da LGPD e às demais legislações e regulamentações aplicáveis, que estabelecem diretrizes e obrigações relacionadas ao tratamento de dados pessoais de forma ética e responsável.

A violação dessas normas pode resultar em sanções administrativas, ações judiciais, restrições operacionais, danos à reputação e perdas financeiras significativas, com impactos negativos em nossos negócios e resultados. Entre os principais riscos relacionados à privacidade e à proteção de dados, destacamos:

- Multas e penalidades financeiras: o descumprimento pode resultar em sanções de até 2% do faturamento, limitadas a R\$ 50 milhões por infração, além de multas cumulativas aplicadas por diferentes autoridades e órgãos reguladores (como o Ministério Público, Procon, Senacon, ANEEL) e pelo Poder Judiciário;
- Comprometimento da reputação: vazamentos de dados ou violações de privacidade podem reduzir a confiança de clientes, investidores e parceiros, prejudicando a fidelização e a aquisição de novos negócios;
- Interrupções operacionais: restrições impostas por reguladores, como a suspensão do uso de bases de dados ou de operações específicas, podem impactar diretamente nossas atividades;
- Ações judiciais e indenizações: reclamações de titulares de dados e ações coletivas podem resultar em custos elevados e danos reputacionais; e
- Ameaças cibernéticas: caso se concretizem, ataques cibernéticos podem comprometer dados pessoais, inclusive sensíveis, e gerar custos imprevistos com resposta e recuperação.

Determinados eventos, como ataques cibernéticos sofisticados, desvios éticos ou alterações regulatórias, podem impactar nossa capacidade de cumprir as leis e regulamentações que visam proteger os dados pessoais.

Por fim, leis e regulamentos similares que possam ser aprovados no futuro podem ser interpretados e aplicados de maneiras diferentes ao longo do tempo, o que poderá afetar adversamente nossos negócios. Qualquer não cumprimento, real ou percebido, de normas relativas à proteção de dados pessoais em vigor ou de quaisquer

4.1 Descrição dos fatores de risco

exigências, decisões administrativas ou judiciais, outras leis e regulamentos federais, estaduais ou internacionais relativos à proteção de dados pessoais poderá afetar o nosso negócio de maneira prejudicial.

A expansão dos nossos negócios por meio de aquisições envolve riscos inerentes. Caso esses riscos se materializem, os benefícios esperados podem ser reduzidos, com potencial impacto negativo sobre os nossos resultados financeiros.

Analizamos regularmente oportunidades para aquisição de participação (total ou parcial) em 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, bem como oportunidades de ampliar nossa atuação no setor elétrico por meio de novos empreendimentos, inclusive por meio de participações bem-sucedidas em leilões da ANEEL. Adicionalmente, também avaliamos transações nas quais poderíamos aumentar nossa participação em ativos já existentes em nosso portfólio.

Essas 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 a passivos das companhias adquiridas que venhamos a assumir, a dificuldades na implementação de novos empreendimentos e à variação dos cenários e premissas assumidas na projeção de fluxos de caixa futuros dos ativos envolvidos. A materialização desses riscos pode trazer impactos operacionais, financeiros e, por vezes, reputacionais. Obrigações substanciais associadas a uma aquisição, inclusive relacionadas a assuntos trabalhistas ou ambientais, poderiam afetar adversamente a nossa reputação e o nosso desempenho financeiro, reduzindo os benefícios da aquisição.

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

Em 31 de dezembro de 2025, tínhamos um endividamento total de R\$ 33.276 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, os juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar aquisições, investimentos, joint ventures ou outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais, como ocorreu na aquisição da 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 contrair dívida adicional ou efetuar pagamentos restritos, incluindo a distribuição de dividendos, caso determinados índices e testes financeiros não sejam cumpridos. Esses índices e testes financeiros têm como base o atingimento de certos níveis de EBITDA Ajustado (calculado de acordo com os critérios contidos nos instrumentos de dívida aplicáveis), despesas de juros, endividamento total e lucro líquido. Esses índices e testes financeiros são testes de manutenção, o que significa que devemos cumpri-los continuamente, em cada exercício, para não descumprirmos nossas obrigações de dívida. Nossa capacidade de cumprir esses índices e testes financeiros pode ser afetada por eventos além do nosso controle, o que gera a possibilidade de não cumprimento. 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 relevantes, incluindo :

- Aumento de nossa vulnerabilidade a condições econômicas, financeiras e setoriais negativas em geral; e
- Necessidade de dedicarmos uma parte substancial de nossos fluxos de caixa das operações ao serviço da dívida, reduzindo assim a disponibilidade desses 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. Nesse caso, poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições aceitáveis ou até mesmo

4.1 Descrição dos fatores de risco

refinanciar a dívida tão logo vença ou se torne devida. Se 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 inadimplência nos termos de qualquer um de nossos contratos de financiamento, os saldos devedores (incluindo principal, juros e quaisquer multas) poderão ser antecipados, o que poderá acionar as disposições sobre inadimplemento cruzado ou antecipação (cross default/cross acceleration) nos termos de nossos outros contratos de financiamento. Em vista de nosso nível significativo de endividamento, tal situação poderá afetar substancial e negativamente a nossa situação financeira. No passado, não cumprimos certas cláusulas específicas e solicitamos e obtivemos waivers com relação ao cumprimento de determinados covenants de índice de cobertura de dívida. No futuro, podemos não conseguir cumprir tais ou outras cláusulas aplicáveis e ser obrigados a solicitar novos waivers. Não podemos garantir que seremos bem-sucedidos em cumprir tais obrigações nem que conseguiremos obter ou renovar tais waivers.

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 a leis semelhantes, o que pode afetar adversamente os nossos negócios de forma relevante, tanto sob o aspecto operacional quanto reputacional.

O descumprimento do Código de Conduta Ética e da legislação anticorrupção aplicável, por nossos diretores, administradores e/ou colaboradores, bem como por controladas, controladoras, coligadas ou quaisquer terceiros, quando praticados em nome, interesse ou benefício da nossa Companhia, com ou sem o consentimento da alta administração, pode nos expor a sanções legais e regulatórias relevantes.

Não é possível assegurar que todas as práticas inapropriadas, fraudes ou violações à legislação aplicável serão prevenidas ou detectadas. Nesse contexto, existe o risco de que, no futuro, sejam identificadas infrações a leis, regulamentos e/ou controles internos, o que poderá resultar em multas e/ou outras sanções e impactos negativos à nossa reputação, condição financeira e objetivos estratégicos.

A Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 (Lei Anticorrupção), estabelece a responsabilidade objetiva das pessoas jurídicas pela prática de atos lesivos contra a administração pública, independentemente da comprovação de dolo ou culpa, sujeitando os infratores a sanções cíveis e administrativas. A referida lei atribui às empresas responsabilidade por atos de corrupção, fraude, manipulação de licitação e contrato públicos, bem como por interferência em investigações ou fiscalizações conduzidas por autoridades governamentais.

As penalidades da Lei Anticorrupção incluem multas de até 20% do faturamento bruto do exercício anterior ou, caso esse faturamento anual não possa ser estimado, multas que variam entre R\$ 6.000,00 e R\$ 60.000.000,00. Também podem ser aplicadas sanções, como: (i) apreensão de bens ou benefícios obtidos ilegalmente; (ii) a suspensão ou interdição parcial das operações; (iii) dissolução compulsória da pessoa jurídica; e/ou (iv) proibição de receber incentivos, subsídios, doações ou financiamentos do governo ou de entidades controladas pelo governo pelo período de até 5 anos.

Adicionalmente, destacamos outras normas aplicáveis a violações relacionadas à corrupção, como a Lei nº 8.429, de 2 de junho de 1992 (Lei de Improbidade Administrativa), que prevê sanções adicionais, incluindo a proibição de contratar com o poder público por até 14 anos.

Vale ressaltar que diversos contratos financeiros celebrados por nós e por nossas controladas contêm cláusulas que exigem o cumprimento da Lei Anticorrupção. Dessa forma, eventual descumprimento dessa legislação pode caracterizar um evento de inadimplemento contratual com potencial impacto no vencimento antecipado das dívidas, além da aplicação de sanções e multas previstas na legislação vigente.

Por fim, não é possível assegurar que práticas ilícitas, fraudes ou violações à Lei Anticorrupção ou normas similares por parte de nossos administradores, colaboradores e/ou representantes não venham a ocorrer ou a ser identificadas, o que poderá afetar adversamente nossos negócios sob aspectos financeiro, operacional e reputacional.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Decisões desfavoráveis em processos judiciais ou administrativos ou procedimentos arbitrais podem causar efeitos adversos em 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, entre outras, cujos resultados podem nos ser desfavoráveis.

As provisões constituídas podem ser insuficientes para arcar com o custo total decorrente dos processos. Adicionalmente, podemos estar sujeitos a contingências por outros motivos que nos obriguem a despendar valores significativos, prejudicando a condução regular dos seus negócios. Decisões contrárias aos nossos interesses poderão causar efeitos adversos 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 investidas. Alguns contratos financeiros celebrados por nossas investidas impõem restrições à distribuição de dividendos. Qualquer alteração adversa na condição financeira ou nos resultados operacionais de nossas investidas pode afetar o nosso negócio, nossa condição financeira ou nossos resultados operacionais.

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

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

É possível que quaisquer recursos não sejam disponibilizados ou que não sejam 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 investidas pode afetar o nosso negócio, nossa condição financeira ou nossos resultados operacionais.

Se não concluirmos nosso programa de investimentos proposto no cronograma previsto, a operação e o desenvolvimento dos nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa.

Planejamos investir R\$ 903 milhões em nossas atividades de geração e gestão de energia, R\$ 4.540 milhões em nossas atividades de transmissão, R\$ 25.300 milhões em nossas atividades de distribuição e R\$ 395 milhões em nossas atividades de serviços durante o período de 2026 a 2030. Estimamos investimentos no valor total de R\$ 6.481 milhões em 2026, R\$ 6.991 milhões em 2027, R\$ 5.969 milhões em 2028, R\$ 5.838 milhões em 2029 e R\$ 5.859 milhões em 2030. Já assumimos compromissos contratuais 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, que inclui a estabilidade nos aspectos regulatórios que envolvem as tarifas e receitas da empresa, nosso acesso aos mercados de capitais nacional e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, entre outros.

É possível que não disponhamos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimentos proposto. A impossibilidade de completá-lo pode surtir um efeito adverso relevante sobre nossa operação e para o desenvolvimento dos nossos negócios, bem como afetar adversamente nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 razão da destinação do nosso 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 do nosso grupo econômico podem determinar a condução de um eventual processo de liquidação de uma empresa do nosso grupo econômico como se as empresas fossem uma única sociedade (Teoria da Consolidação Substancial). Caso isso aconteça, os nossos acionistas poderão ser negativamente impactados pela perda de nosso valor em razão da destinação do nosso 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, sejam de profissionais de nível técnico que atuam nos escritórios ou em campo, sejam administrativos/corporativos, que possuem conhecimentos específicos e/ou são capacitados por meio 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 a atração e o treinamento dessas pessoas ou gerar custo adicional. Caso não consigamos atrair e reter essas pessoas para a manutenção ou expansão de nossas operações, a qualidade da administração de nossos negócios pode ser impactada.

b. seus acionistas, em especial os acionistas controladores

Os interesses de nosso acionista controlador podem entrar em conflito com os interesses dos demais acionistas e, conseqüentemente, impactar as nossas estratégias e negócios.

Contamos com um acionista controlador, que atualmente detém 83,71% do nosso capital social. Entre outros poderes, o acionista controlador tem o poder de eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, bem como de 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 contrárias aos interesses dos demais acionistas, inclusive no que se refere ao planejamento de negócios, estratégias, aquisições, alienações de ativos, parcerias, financiamentos e/ou operações similares. A decisão do acionista controlador sobre os 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 da 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 de captar recursos adicionais e 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 de 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. Caso não exerçam, por qualquer motivo, seus direitos de preferência na subscrição de novas ações emitidas em decorrência de novas ofertas para obtenção de capital adicional no futuro, eles poderão ter menor participação proporcional em rendimentos e menor poder de influência nas decisões tomadas por nós. 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 de nosso capital social. Esses recursos poderão diluir a participação do acionista no capital social e ter efeito adverso na cotação dos valores mobiliários de emissão da nossa Companhia. Adicionalmente, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, a captação de recursos adicionais por meio da emissão de ações ou de títulos de dívida conversíveis em ações poderá ser feita com exclusão do direito de preferência de nossos acionistas, podendo, portanto, diluir sua participação acionária percentual e patrimonial.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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, e de geradores de energia, são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente nossos resultados.

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. Essas tarifas são determinadas exclusivamente pela ANEEL, conforme estabelecido no contrato de concessão e na legislação e regulação vigentes.

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). Anualmente, temos o direito de requerer o RTA, destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores alterações em 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 de uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL costuma realizar a RTP a cada quatro ou cinco anos (conforme o contrato de concessão aplicável). Dessa forma, a RTP visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar uma trajetória de redução ou aumento dos custos operacionais de acordo com nossa eficiência operacional, além de determinar um fator de produtividade inerente ao serviço de distribuição, visando à modicidade tarifária, a serem adotados no índice dos RTAs seguintes. As RTEs podem ser realizadas a qualquer tempo ou pleiteadas por nós, desde que atendidos os procedimentos de admissibilidade, segundo regulamentação da ANEEL. Das nossas distribuidoras, a RTP ocorreu na concessão da CPFL Santa Cruz em 2021, com alteração média de 9,95% e, em 2023, para a CPFL Paulista, CPFL 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. Um eventual resultado desfavorável poderia resultar na alteração das tarifas atualmente aplicadas, impactando adversamente nossos negócios e os resultados de nossas operações.

Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão e autorizações, bem como assegurar a renovação e/ou prorrogação de nossas concessões e autorizações e/ou de nossos contratos de fornecimento de energia. Caso isso ocorra, poderá ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão e autorizações, conforme aplicável, outorgados pela ANEEL. A duração das nossas concessões varia de 20 a 35 anos. De acordo com a Constituição Federal da República Federativa do Brasil de 1988, todas as concessões relativas a serviços públicos devem ser 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 e de desempenho, dentre outros, e que a proposta seja 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 (conforme alterada pela Lei nº 15.269/2025), da Lei nº 12.783/13 (conforme alterada pela Lei nº 15.269/2025), do Decreto nº 7.805/12, do Decreto nº 8.461/15, da Lei nº 13.360/16, do Decreto nº 9.158/17, do Decreto nº 9.187/17 e do Decreto nº 12.068/2024, bem como dos contratos de concessão, com relação à renovação e prorrogação das concessões. Nesse contexto, a Lei nº 15.269/2025 introduziu os artigos 1º-A e 1º-B na Lei nº 12.783/2013, estabelecendo novas condições para a prorrogação ou licitação dos empreendimentos de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 50.000 kW, outorgados antes de 11 de dezembro de 2003, incluindo o pagamento à CDE, a adoção do regime de produção independente, a assunção do risco hidrológico pelo concessionário e o recálculo da garantia física sem limitação de variação, por prazo de até 30 anos. Ressaltamos, ainda, que podemos estar sujeitos a novas regulamentações emitidas pelo governo brasileiro, que poderiam afetar retroativamente as normas sobre a renovação de concessões e autorizações. A não renovação das nossas concessões e autorizações, bem como a não renovação de nossos contratos de fornecimento de energia, poderá ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A ANEEL pode nos impor penalidades caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos nossos contratos de concessão ou autorizações, nos termos desses contratos e autorizações, da Resolução Normativa nº 846/2019 da ANEEL e demais regulamentos aplicáveis. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades poderiam incluir:

- Advertência;
- Multa por inadimplemento, limitada a, no máximo, 3% do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida e consumida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos 12 meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de 12 meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por período inferior a 12 meses;
- Embargos às atividades de construção;
- Restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- Obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária, no caso de concessões;
- Suspensão temporária da participação em novas licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, bem como impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica, que poderá ser estendida ao grupo econômico, incluindo sócio controlador, acionistas e sociedades controladas, coligadas ou vinculadas, os quais devem ser identificados nominalmente quando da aplicação da penalidade;
- Intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- Extinção da concessão ou autorização.

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, nem que nossas concessões ou autorizações não serão revogadas no futuro. A indenização a que temos direito em caso de eventual rescisão ou revogação antecipada de nossas concessões ou autorizações pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer um dos nossos contratos de concessão ou autorizações seja rescindido por razões que nos sejam imputáveis, o valor efetivo da 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 uma de nossas concessões ou autorizações, a nossa situação financeira, nossos resultados operacionais e nossa 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.

O Ministério de Minas e Energia publicou, no Diário Oficial da União de 6 de abril de 2026, o Despacho por meio do qual deferiu os pedidos de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de diversas concessionárias e determinou à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a disponibilização dos respectivos termos aditivos contratuais. No mesmo ato, o ministério convocou formalmente as distribuidoras listadas a assinarem os aditivos aos contratos de concessão no prazo de até 60 dias, nos termos do Decreto nº 12.068/2024.

Em 06 de maio de 2026, as distribuidoras do Grupo CPFL Energia – CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL RGE – assinaram os respectivos termos aditivos ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, com efeitos imediatos das cláusulas contratuais, prorrogando o prazo do Contrato de Concessão pelo período de trinta anos adicionais, a partir do termo contratual vigente, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Podemos não ser capazes de garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzir o nosso negócio, o que pode resultar na aplicação de multas e na interdição dos nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial das nossas atividades.

No que se refere aos negócios de geração, as 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 junto às autoridades públicas competentes.

Não podemos garantir que iremos obter, mantê-las válidas e/ou renovar tempestivamente todas as autorizações, licenças imobiliárias e ambientais necessárias para o desenvolvimento de nossas atividades. A demora ou indeferimento, por parte dos órgãos licenciadores, na emissão ou na renovação de tais documentos, assim como a eventual impossibilidade de 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 de nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial de nossas atividades. Além disso, o fechamento ou a interrupção temporária de qualquer uma de nossas unidades pode afetar negativamente os nossos negócios e resultados.

No negócio de distribuição, devemos prever com o máximo de assertividade o consumo de energia de nosso mercado no curto, médio e longo prazo. Se o consumo realizado for diferente do previsto, iremos comprar ou vender, de forma compulsória, energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que não podemos repassar integralmente aos consumidores, dependendo da situação.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e da legislação aplicável, uma distribuidora de energia elétrica é obrigada a contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas (leilões regulados), 100% da energia elétrica para atender o mercado de consumo de suas respectivas áreas de concessão, sendo autorizada a repassar até 105% do custo dessa energia aos seus consumidores. O mercado de consumo superestimado ou subestimado pode gerar impactos adversos se os limites regulatórios de 100% a 105% forem ultrapassados. Esses limites podem ser alterados pela ANEEL em situações específicas (casos de existência de sobras ou exposições involuntárias). Se subestimarmos o mercado de consumo e comprarmos menos energia, de forma que sejamos considerados responsáveis por tal causa, a energia faltante será comprada de forma compulsória no mercado spot a preços voláteis e que podem ser substancialmente maiores do que aqueles ofertados nos leilões regulados. Neste caso, poderemos ser impedidos de repassar integralmente esses custos aos consumidores, além de sermos penalizados por tal situação. Por outro lado, se superestimarmos o mercado de consumo e comprarmos uma quantidade maior de energia, venderemos o excedente de forma compulsória no mercado spot. Neste caso, se o preço no mercado spot for menor que o custo do excedente, a distribuidora terá uma perda financeira; se o preço no mercado spot for superior ao custo da energia excedente, haverá um ganho.

Vale ressaltar que, neste contexto, a Lei nº 15.269/2025 introduziu o §8º-B ao artigo 2º da Lei nº 10.848/2004, prevendo que a obrigatoriedade de contratação regulada para o atendimento à totalidade do mercado poderá ser flexibilizada pelo poder concedente, conforme disposições e limites a serem fixados em ato do Poder Executivo, o que, a depender da regulamentação, poderá alterar os parâmetros de contratação atualmente vigentes.

As atividades de comercialização estão sujeitas a perdas potenciais devido a variações de curto prazo nos preços de energia no mercado "spot" e default de contrapartes nos contratos de comercialização de energia. Adicionalmente, podemos não ser capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar nossos contratos de venda, o que pode nos deixar expostos a preços substancialmente elevados no mercado "spot" em relação aos nossos contratos de longo prazo.

Em nossas atividades de comercialização de energia podemos não conseguir comprar a energia elétrica necessária para atender aos nossos contratos de venda, o que pode nos expor a preços de 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 para atender aos nossos contratos de compra, o que pode nos expor a preços de mercado significativamente mais baixos do que os preços dos nossos contratos de médio e longo prazo. Podemos não conseguir o integral cumprimento de contratos de comercialização de energia, no caso inadimplência e default de contrapartes, em especial comercializadoras de energia independentes, incluindo o

4.1 Descrição dos fatores de risco

ressarcimento de multas e indenizações aplicáveis. Existe o risco de contrapartes operarem no segmento de comercialização de energia com exposição financeira superior ao patrimônio líquido, especialmente em momentos de alta volatilidade. De modo 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 é baseado 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. Por conta disso, quando há geração de energia em um submercado e venda/consumo em outro submercado, a diferença entre os valores de PLD entre cada submercado pode gerar um prejuízo financeiro ao gerador, a depender do arranjo contratual da venda de energia.

A nossa Companhia tem em seu portfólio diversas usinas cujos contratos de vendas são executados no ambiente de contratação livre de energia (ACL). Dessa forma, caso ocorra geração menor do que foi 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. Além disso, a geração pode ser afetada por outras condições externas (por exemplo, decisões do ONS), e eventuais mecanismos de ajuste ou compensação podem não ser suficientes para mitigar o risco dessas usinas.

O mesmo ocorre com as demais usinas do grupo, caso a energia gerada das usinas à biomassa seja inferior ao 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 gere o correspondente ao total de suas garantias físicas, ocasionando também a exposição ao fator de escalonamento de geração (generation scaling factor, ou GSF), detalhado no item 1.16 deste Formulário de Referência.

As variações nos preços de mercado de curto prazo (MCP) podem resultar em perdas potenciais em 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 resultar em uma variação substancial no PLD, o que poderá aumentar os custos ou reduzir a receita na comercialização de energia no curto prazo, e ainda afetar negativamente o nosso fluxo de caixa.

A inadimplência ou rescisão de contratos de compra e venda de energia por nossas contrapartes pode afetar adversamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais

A nossa Companhia está sujeita a riscos de rescisão contratual e inadimplência de clientes, uma vez que celebra contratos de compra e venda de energia com diferentes contrapartes, os quais, em geral, envolvem obrigações financeiras relevantes e recorrentes ao longo da vigência contratual. Nesse sentido, não podemos garantir o cumprimento integral das obrigações de nossas contrapartes, podendo o descumprimento, sobretudo por contrapartes relevantes, impactar negativamente a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais.

O risco de crédito e de performance das contrapartes pode ser intensificado por fatores como: (i) volatilidade de preços de energia e de insumos energéticos; (ii) aumento de custos operacionais ou de capital das contrapartes; (iii) mudanças no ambiente macroeconômico (juros, inflação, câmbio) que afetem a liquidez e o custo de financiamento; (iv) eventos setoriais que reduzam consumo/produção ou afetem margens; (v) alterações regulatórias e de contabilização/garantias no mercado de curto prazo; e (vi) disputas contratuais relacionadas a reajustes, penalidades, flexibilidades de consumo, sazonalização, modulação ou outras cláusulas operacionais.

Caso uma contraparte deixe de pagar ou rescinda um contrato relevante, podemos sofrer efeitos adversos, incluindo, entre outros:

- Perdas financeiras diretas: necessidade de reconhecer provisões, perdas esperadas ou baixas contábeis, além de custos de cobrança, renegociação e eventual litígio/arbitragem;
- Descasamento de caixa e necessidade de capital de giro: redução de fluxos de caixa operacionais, aumento de exposição a atrasos e maior dependência de linhas de crédito ou de liquidez própria para honrar nossas obrigações com fornecedores, financiadores, garantias e demais compromissos;

4.1 Descrição dos fatores de risco

- Exposição ao mercado de curto prazo e a preços voláteis: em caso de rescisão/descumprimento, podemos precisar recomprar energia ou realocar volumes para cumprir obrigações, ficando expostos a condições de mercado potencialmente desfavoráveis (inclusive variações abruptas de preços), o que pode reduzir margens e afetar resultados;
- Risco de recontração em condições menos favoráveis: podemos não conseguir substituir rapidamente a contraparte por outra com condições equivalentes, podendo celebrar novos contratos a preços inferiores (quando vendedora) ou superiores (quando compradora), com impacto negativo na rentabilidade; e
- Efeitos operacionais e reputacionais: disputas e rescisões podem acarretar custos administrativos, restrições comerciais, maior exigência de garantias em contratos futuros, e deterioração de percepção de risco por investidores, credores e parceiros.

A materialização de inadimplência ou rescisão, sobretudo por contrapartes relevantes, poderá afetar adversamente a nossa situação financeira, a nossa liquidez e os nossos resultados operacionais.

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.

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos, diretos e indiretos, decorrentes da não prestação e/ou 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, desde que essas interrupções ou distúrbios não sejam atribuíveis a um integrante identificado do ONS. Podemos ser obrigados a arcar com perdas e danos resultantes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia elétrica, o que poderá afetar adversamente 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 resultar em perda de receitas, aumento de despesas e, conseqüentemente, causar efeitos adversos em 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;
- Indisponibilidade de mão de obra especializada;
- 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
- Tendência à concentração de mercado e novos entrantes.

A ocorrência desses ou outros problemas poderá afetar adversamente a nossa capacidade de transmitirmos energia em quantidade compatível com nossas projeções ou obrigações contratuais, o que pode ter um efeito negativo sobre a nossa situação financeira e sobre o resultado operacional a médio e longo prazo.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Se enfrentarmos alguns desses problemas, simultaneamente, poderemos não conseguir honrar nossos contratos, o que poderá causar efeitos adversos em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e, conseqüentemente, em nossos negócios.

No tocante à estrutura de mercado na transmissão, observa-se uma tendência à oligopolização, na qual novos entrantes possuem acesso a linhas de crédito de fontes privadas, nacionais e internacionais, com custo de capital 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 nossa operação e, conseqüentemente, nossos resultados.

Sabotagem, vandalismo e furto de equipamentos podem ocasionar a indisponibilidade das funções de transmissão e, portanto, podem afetar negativamente nossos resultados financeiros.

Instalações de transmissão no Brasil, como aquelas das transmissoras de energia do nosso grupo econômico, estão sujeitas a sabotagem, vandalismo e/ou furto de equipamentos e componentes, o que pode ocasionar a indisponibilidade das funções de transmissão, com a aplicação de desconto na receita anual permitida em montantes relevantes por meio de Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI. Adicionalmente, pode haver impacto na reputação e imagem da empresa em função da abrangência e do impacto para a sociedade originado pela indisponibilidade.

Além da potencial redução de receita, tais circunstâncias podem demandar investimento para o restabelecimento das instalações de transmissão, representando um impacto financeiro não previsto.

O negócio de distribuição pode ser obrigado a reembolsar os clientes por cobranças indevidas por até 10 anos, o que poderia representar um custo significativo e afetar negativamente nossos resultados financeiros.

Em 8 de julho de 2024, a Diretora-Geral substituta da ANEEL proferiu o Despacho nº 2.006, considerando o que consta do Processo nº 48500.005218/2020-06 e o que foi decidido na sentença proferida pelo Juízo da 19ª Vara Cível Federal de São Paulo, em 29 de setembro de 2023, nos autos da Ação Civil Pública nº 5024153-93.2018.4.03.6100, determinando que: (i) a partir de 29 de setembro de 2023, o prazo de 10 anos previsto no art. 205 do Código Civil deve ser observado, na hipótese de devolução ao consumidor de faturamento a maior, ficando afastado o prazo de 60 ciclos estabelecido no inciso II do art. 323 da Resolução Normativa nº 1.000 da ANEEL, de 7 de dezembro de 2021, enquanto vigorar a referida decisão judicial; e (ii) as distribuidoras devem revisar, de ofício, todos os processos de devolução ao consumidor de faturamento a maior, inclusive aqueles decididos pela ANEEL em processo administrativo de ouvidoria, que contrariam o comando judicial, deliberados entre 29 de setembro de 2023 e a data de publicação do Despacho nº 2.006, devendo o pagamento complementar ser realizado, caso necessário, no prazo máximo de 90 dias.

A construção, ampliação e operação de nossas instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica envolvem riscos, que podem resultar em perda de receita ou aumento de despesas, afetando de maneira adversa 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;
- Indisponibilidade de mão de obra especializada;
- Greves;
- Paralisações trabalhistas;
- Perturbação social;
- Interferências climáticas e hidrológicas;

4.1 Descrição dos fatores de risco

- 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 menor duração do que aquela contemplada na fase de estudo dos projetos de nossos parques eólicos;
- Maior intensidade de chuvas, ultrapassando vazões de projeto em nossas usinas hidrelétricas;
- Eventuais atrasos no início das operações de um parque eólico ou hidráulico;
- Eventos climáticos extremos;
- 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;
- Atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores aos previstos;
- 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 adversamente a nossa situação financeira, os nossos resultados operacionais e nossa capacidade de adimplir as nossas obrigações contratuais.

d. seus administradores

Decisões desfavoráveis em processos judiciais e administrativos ou procedimentos arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais envolvendo nossos administradores podem causar efeitos adversos em 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, entre 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 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 clientes, fornecedores e investidores, podem causar um 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. Falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar nossas atividades, condição financeira e/ou resultados operacionais.

Dependemos de terceiros para fornecer os equipamentos utilizados em nossas instalações e para a prestação de serviços de engenharia. Consequentemente, estamos sujeitos a aumentos de preços e falhas por parte desses fornecedores e prestadores de serviços, como atrasos na entrega ou entrega de equipamentos danificados. Tais questões poderão afetar adversamente nossas atividades e impactar negativamente 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 durante o transporte ou o armazenamento, desastres naturais ou a

4.1 Descrição dos fatores de risco

ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, poderiam limitar o fornecimento dos equipamentos utilizados em nossas instalações.

Além disso, devido às especificações técnicas dos nossos equipamentos e obras, há poucos fornecedores e prestadores de serviços disponíveis. Se algum fornecedor descontinuar a produção, interromper a venda de qualquer um dos equipamentos necessários às nossas atividades ou a prestação 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 distribuição, transmissão e geração de energia elétrica poderá ser prejudicada de forma significativa, o que poderá impactar negativamente a nossa condição financeira e os nossos 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 impactar negativamente nossos resultados e nossa condição financeira. Qualquer escassez ou interrupção poderá afetar adversamente o desenvolvimento contínuo de nossas atividades, o que pode resultar em um impacto adverso relevante em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Além disso, no caso de um ou mais prestadores de serviços não cumprirem qualquer uma de suas obrigações trabalhistas, incluindo obrigações relacionadas ao 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 nossa reputação, inclusive com a possibilidade de pagamento 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 da demanda por construção de novas obras é efetivado por um número limitado de fornecedores. Dessa forma, estamos vulneráveis à oferta e à 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 de prestar os serviços contratados por nós com a qualidade prevista em contrato, bem como de suprir os materiais necessários para a execução desses serviços, poderá: (i) provocar o inadimplemento de nossas obrigações regulatórias; (ii) colocar em risco a preservação de nossas 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 de nossas centrais e de nossas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Consequentemente, podemos obter receita de vendas menor e ter uma possível exposição ao MCP, 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, os nossos resultados operacionais e/ou a nossa situação financeira.

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode ser afetado por variáveis econômicas, como nível de renda, desemprego, taxa de juros, inflação, nível de endividamento e preço da energia. A situação macroeconômica observada nos últimos anos no Brasil, associada ao aumento das tarifas de energia elétrica nos últimos anos, pode representar um aumento no risco de inadimplemento dos nossos consumidores. Além disso, pode haver uma migração de inadimplência para fraudes (furto de energia, entre outras), que também impacta os resultados da empresa.

Se o índice de inadimplência aumentar, os nossos negócios, nossa condição financeira e nossos resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

4.1 Descrição dos fatores de risco

g. setores da economia nos quais o emissor atue

O governo brasileiro tem exercido historicamente e continua a exercer influência significativa sobre a economia do país, e as condições políticas, macroeconômicas, regulatórias e de mercado no Brasil, incluindo inflação e políticas de taxas de juros, podem nos afetar adversamente e impactar a cotação dos nossos valores mobiliários.

A economia brasileira tem sido, historicamente, sujeita a intervenções governamentais e a mudanças relevantes em políticas públicas e regulamentações. Medidas adotadas para controlar a inflação, estimular ou restringir a atividade econômica e influenciar o ambiente de negócios podem incluir, entre outras, alterações nas taxas de juros e na política monetária, mudanças em políticas fiscais e previdenciárias, variações relevantes na carga tributária, controles de preços, medidas que afetem o câmbio e fluxos de capitais, restrições à remessa internacional de recursos e controles de importação e exportação. Essas medidas podem afetar adversamente (i) o nível de atividade econômica, emprego e renda; (ii) a disponibilidade e o custo de crédito e financiamento; (iii) o custo de captação e o acesso aos mercados de capitais; (iv) a taxa de câmbio e a inflação; e (v) a confiança de investidores e a liquidez dos mercados domésticos, com efeitos negativos sobre nossos negócios, situação financeira, resultados operacionais e o preço de negociação de nossos valores mobiliários.

No passado, o Brasil enfrentou taxas de inflação extremamente altas e, portanto, seguiu políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 2010 e 31 de dezembro de 2025, a taxa básica de juros no Brasil, conhecida como SELIC, variou entre 2,0% e 15,0% ao ano.

Segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), a taxa de inflação foi de 4,26% em 31 de dezembro de 2025. O Brasil pode enfrentar altos níveis de inflação no futuro e pressões inflacionárias podem levar o governo brasileiro e o Banco Central do Brasil a intervir na economia e introduzir políticas que possam afetar adversamente nossos negócios e o preço de nossas ações ordinárias. No passado, as intervenções incluíram a 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 12,25% em 31 de dezembro de 2024 para 15,00% em 31 de dezembro de 2025, conforme estabelecido pelo Comitê de Política Monetária (COPOM). Políticas mais brandas do governo brasileiro e do Banco Central, assim como quedas nas taxas de juros, desencadearam e podem continuar desencadeando aumentos da inflação e, conseqüentemente, da volatilidade do crescimento, bem como a necessidade de aumentos repentinos e significativos nas taxas de juros, o que pode 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 resultaria em uma diminuição do lucro do exercício, afetando-nos adversamente. Em um cenário extremo, as pressões inflacionárias também podem afetar adversamente nossa capacidade de acessar os mercados financeiros estrangeiros.

Adicionalmente, diversos outros fatores macroeconômicos, políticos e sociais podem afetar negativamente nossas operações e o valor de nossos valores mobiliários, incluindo, sem limitação: (i) instabilidade econômica, política e social; (ii) elevação do desemprego; (iii) mudanças legislativas ou regulatórias em resposta a agendas políticas, sociais ou econômicas; (iv) reformas trabalhistas, fiscais e previdenciárias (incluindo alterações tributárias, inclusive sobre dividendos); (v) escassez e racionamentos de energia e/ou água; (vi) variações na liquidez dos mercados domésticos de capitais e de empréstimos; e (vii) outros desdobramentos domésticos ou externos que afetem o Brasil.

Como atuamos em um setor altamente regulado, mudanças no ambiente político-institucional podem influenciar políticas públicas e decisões regulatórias setoriais, com potencial impacto sobre nossas receitas, custos, investimentos e operações. Em particular, alterações em políticas públicas e na regulação aplicável ao setor elétrico, incluindo regras de concessões e autorizações, metodologias tarifárias e seus processos de reajuste/revisão, encargos e subsídios setoriais, diretrizes de contratação de energia e de abertura do mercado, bem como medidas operacionais ou regulatórias que afetem custos, receitas e investimentos, podem impactar adversamente nosso desempenho.

O desempenho da economia brasileira também pode influenciar a dinâmica de demanda, condições de crédito e confiança do mercado. De acordo com o IBGE, o PIB brasileiro cresceu 3,4% em 2024 e 2,3% em 2025 (com desaceleração em relação a 2024). O enfraquecimento do crescimento econômico pode afetar adversamente o

4.1 Descrição dos fatores de risco

ambiente de negócios e condições de mercado, com reflexos em nossos resultados e na cotação dos nossos valores mobiliários.

Além disso, a classificação de crédito soberano do Brasil e suas revisões podem afetar adversamente o preço de negociação dos nossos valores mobiliários e o custo de captação da Companhia. Agências de rating avaliam periodicamente o Brasil e mudanças nessas classificações podem alterar a percepção de risco dos investidores, impactando spreads e taxas exigidas em emissões de dívida e o apetite por ativos brasileiros. Por exemplo, a S&P elevou o rating soberano do Brasil para "BB", com perspectiva estável, em 19 de dezembro de 2023. A Moody's manteve o rating soberano em "Ba1" e, em 30 de maio de 2025, alterou a perspectiva para "estável". A Fitch reafirmou o rating do Brasil em "BB" com perspectiva estável em 27 de junho de 2024 e em 25 de junho de 2025.

Quaisquer deteriorações adicionais no ambiente macroeconômico, político ou regulatório brasileiro, incluindo inflação mais elevada, juros mais altos, volatilidade cambial e/ou rebaixamentos do rating soberano, podem aumentar a percepção de risco, elevar o custo e/ou restringir o acesso a financiamento, reduzir a liquidez do mercado e afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais, situação financeira e o preço de negociação dos nossos valores mobiliários.

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. Em 31 de dezembro de 2025, a taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$ 5,50. No futuro, o real poderá continuar a flutuar significativamente em comparação com o dólar norte-americano.

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 compensação de custos da Parcela A (CVA), segundo o qual nossas tarifas são reajustadas anualmente para contemplar os ganhos ou perdas decorrentes 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 de reajuste de nossas tarifas por meio da CVA.

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, além de impactar nossa condição financeira e resultados operacionais. Isso também pode 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, gerar 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 desvalorizar as contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações.

Para mais informações qualitativas e quantitativas em relação à instabilidade da taxa de câmbio que afeta 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 garantia física (termo corrente para energia assegurada) em nossas usinas geradoras de energia, o que poderá afetar negativamente nossa capacidade de comercialização de energia elétrica de acordo com os Contratos de Compra de Energia (CCEs) das usinas e levar a uma redução em nossas receitas, em caso de redução do montante contratado, ou aumento em nossos custos para recompra de lastro para cumprimento do volume da garantia física vendida.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabeleceu que a garantia física das usinas de geração seria revista a cada 5 anos. Os limites aplicáveis a essas revisões foram consolidados em nível legal pela Lei nº 15.269/2025, que introduziu o §12 ao art. 1º da Lei nº 10.848/2004, prevendo que as revisões ordinárias de garantia física das usinas despachadas centralizadamente participantes do MRE observarão, tanto para o acréscimo quanto para a redução,

4.1 Descrição dos fatores de risco

o limite, por revisão, de 5% do valor estabelecido na última revisão realizada, e o limite total, considerado o conjunto das revisões durante a vigência da outorga, de 10% do valor de base constante do respectivo ato de outorga. A Lei nº 15.269/2025 também estabeleceu, em seu §13, que esses limites não se aplicam nos casos de revisão de garantia física para fins de prorrogação de outorga ou licitação. Como parte dessas revisões, o Ministério de Minas e Energia (MME) pode rever a garantia física de um empreendimento, conforme limites acima referidos.

A primeira revisão da garantia física foi implementada em janeiro de 2018, de acordo com a Portaria MME nº 178/2017, e resultou em uma redução média de 2,4% na garantia física de nossas usinas hidrelétricas. A segunda revisão da garantia física foi implementada em janeiro de 2023, de acordo com a Portaria MME nº 709/2022, e resultou em uma redução média de 3,5% na garantia física de nossas usinas hidrelétricas. O processo da terceira revisão está previsto para ocorrer em 2027, com efeitos para janeiro de 2028.

As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), diferentemente das outras usinas hidrelétricas, estão sujeitas a revisões anuais de sua garantia física desde 2010, de acordo com a Portaria MME nº 463/2009. Essas revisões anuais resultaram em reduções para as PCHs da CPFL Renováveis, que estão sujeitas a discussão judicial. A partir de 2017, a Portaria MME nº 564/2014 estendeu essa revisão às usinas de biomassa, o que resultou em um aumento médio de 3,8% das garantias físicas das usinas de biomassa da CPFL Renováveis em 2020, redução média de 1,1% em 2019 e um aumento médio de 4,3% em 2018.

Esperamos que as revisões da garantia física nos termos do Decreto nº 2.655/98 continuem a ocorrer a cada cinco anos para as nossas usinas que não são PCHs.

Dada a essencialidade da energia elétrica, toda a cadeia de valor do setor elétrico está sujeita a normas e regras específicas que compõem a regulamentação a ser seguida pelos agentes que atuam nesse setor.

Nossos negócios estão sujeitos à extensa regulamentação de várias autoridades brasileiras, particularmente da ANEEL, que é responsável por regular as políticas e diretrizes do Poder Concedente para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor, além de fiscalizar vários aspectos dos negócios em que atuamos. A ANEEL também estabelece 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 em seu curso ordinário podem ser adversamente afetados por ações governamentais, tais como a modificação da atual legislação, o cancelamento de 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 conduzamos os nossos negócios de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, nossas operações, resultados financeiros e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados. A interferência da regulação do setor também está presente nos negócios de mercado em que o Grupo CPFL atua. Embora o segmento de comercialização de energia atue diretamente com o ACL, ele está sujeito às normas e regras do setor. 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. As autoridades tributárias têm frequentemente realizado alterações em regimes fiscais, inclusive por meio de mudanças de alíquotas e da criação de tributos, temporárias ou permanentes, o que pode aumentar nossa carga tributária, afetar a demanda de consumidores e, conseqüentemente, impactar adversamente nossos resultados. As empresas do Grupo CPFL podem vir a ser impactadas por mudanças nas jurisprudências e entendimentos que vierem a ser manifestados em sede de repercussão geral pelos Tribunais Superiores, o que pode vir a impactar as operações e resultados. Não há garantia de que conseguiremos manter nosso fluxo de caixa projetado e a lucratividade após eventuais aumentos de tributos aplicáveis a nós e às nossas operações.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Nesse contexto, a ADI 7324 — que discutia a constitucionalidade da Lei nº 14.385/2022 — foi concluída pelo STF, que, por maioria de votos, julgou o pedido parcialmente procedente. O Tribunal manteve a constitucionalidade da Lei nº 14.385/2022 e definiu que os valores decorrentes de indébitos tributários devem ser destinados aos consumidores. Além disso, estabeleceu que (i) é permitida a dedução dos tributos incidentes sobre a restituição, bem como dos honorários específicos pagos pelas concessionárias para obtenção da repetição do indébito, (ii) deve ser observado o prazo de 10 anos, contado da data da efetiva restituição do indébito às distribuidoras ou da homologação definitiva da compensação por elas realizada. O STF também decidiu que os valores recebidos de boa-fé pelos consumidores, ainda que superiores ao devido, não serão objeto de devolução.

Atualmente, contudo, o processo encontra-se aguardando julgamento de embargos de declaração no Supremo Tribunal Federal. O ponto central desses embargos refere-se à forma de contagem do prazo prescricional e à aplicação prática da decisão proferida na ADI 7324. A definição desses aspectos poderá impactar os benefícios esperados.

Outra discussão que pode vir a impactar o Grupo CPFL diz respeito à não incidência de ICMS sobre tarifas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) e encargos setoriais nas operações que envolvem energia elétrica, trazida pela Lei 194/2022. O Supremo Tribunal Federal (STF) suspendeu os efeitos da legislação no que diz respeito aos trechos que excluía as referidas tarifas da base de cálculo do ICMS, até o julgamento de mérito da ADI 7195. Deste modo, até o presente momento, a TUST e a TUSD devem compor a base de cálculo do ICMS.

Vale destacar, ainda, que a Emenda Constitucional (EC) nº 132/2023 instituiu a extinção dos cinco tributos atualmente existentes nos âmbitos federal (PIS, COFINS e IPI – este parcialmente extinto), estadual (ICMS) e municipal (ISS), bem como a criação de novos tributos sobre operações com bens e serviços, incluindo o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e o Imposto Seletivo (IS). Esse processo ocorrerá de forma gradual, com período de transição entre 2026 e 2032, no qual os tributos vigentes coexistirão com aqueles instituídos pela Reforma Tributária, com substituição integral prevista para 2033. Recentemente, foram promulgadas a Lei Complementar nº 214/2025, que instituiu o IBS e a CBS, e a Lei Complementar nº 227/2026, que instituiu o Comitê Gestor do IBS. Não podemos estimar os impactos que a implementação da reforma tributária terá em nossas operações e, tendo em vista que a tributação sobre o consumo está passando por mudanças significativas, podemos sofrer aumento relevante da carga tributária, o que poderá impactar negativamente nossos negócios e resultados operacionais.

No que diz respeito à tributação de dividendos, a Lei nº 15.270/2025 prevê a incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRF) à alíquota de 10% sobre lucros e dividendos pagos por uma mesma pessoa jurídica a pessoa física residente no Brasil, sempre que, em um mesmo mês, o total pago ou creditado superar R\$ 50.000,00, e, para beneficiários não residentes, a remessa de dividendos ao exterior estará sujeita à alíquota de 10%, ressalvadas hipóteses específicas de não incidência. Adicionalmente, a Lei nº 15.270/2025 instituiu o Imposto de Renda Mínimo da Pessoa Física (IRPFM) aplicável a contribuintes com renda anual superior a R\$ 600.000,00, com alíquota progressiva até 10%, conforme previsto na referida lei.

Ainda, a Lei Complementar nº 224/2025 instituiu um regime de redução linear de incentivos e benefícios tributários federais, com redução linear de 10% aplicável aos tributos previstos em seu art. 4º, §1º. Recebemos atualmente determinados benefícios fiscais, mas não podemos garantir que tais benefícios serão mantidos ou renovados, nem que não serão contestados judicialmente. Além disso, determinadas leis tributárias podem estar sujeitas a interpretação controversa por parte das autoridades tributárias; caso tais autoridades adotem interpretação inconsistente com a nossa, poderemos ser afetados de forma adversa relevante.

Por fim, 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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, a equidade e a inclusão de empregados(as) se tornaram fatores significativos para as companhias. A divulgação de indicadores de diversidade pode afetar a reputação das empresas, seus relacionamentos com clientes e suas operações com outras empresas. Não podemos garantir que seremos capazes de corresponder às crescentes expectativas referentes a esses indicadores. Caso não consigamos satisfazer tais requisitos, a demanda pelos nossos serviços, nossa reputação, atração e retenção de talentos podem ser impactados negativamente. Para mais informações sobre os nossos indicadores de diversidade, vide item 10 deste Formulário de Referência.

Estamos sujeitos a regulamentações de saúde que poderão se tornar mais rigorosas no futuro, podendo acarretar aumentos de obrigações e de investimentos, afetando 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, bem como à obtenção e manutenção de licenças, à regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas de saúde. No que se refere aos nossos planos de assistência médica, eles seguem o rol da Agência Nacional de Saúde (ANS), o que possibilita a ampliação da cobertura a qualquer momento. Isso pode incluir a adição de novos procedimentos, tecnologias e/ou outros serviços que aumentem o escopo. 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 ações, 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. Um aumento no rigor da regulamentação de saúde pode nos forçar a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumpri-las, o que pode desviar recursos de investimentos já planejados e, conseqüentemente, 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, nossas operações e resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de cumprir 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, prejudicar os nossos resultados e manchar a nossa reputação.

As barragens são estruturas importantes para os nossos negócios, representando a maior parte da nossa capacidade de geração de energia. No entanto, existe nelas um risco intrínseco de ruptura, seja por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante). A gravidade e a natureza desse 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 da capacidade de geração hidrelétrica. A falha de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios, ambientais e em potencial perda de vidas humanas e condições de subsistência nas comunidades situadas 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. Diante desse 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 o fortalecimento das melhores práticas. Dado o ritmo de evolução da legislação nesta

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 sua vida útil, enfrentando um aumento nos custos de compliance ou tomando outras medidas que podem ser prejudiciais para a nossa 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 poderá 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 poderá resultar em aumento de despesas, investimentos inesperados e risco à nossa reputação. 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 na renovação de licenças poderão afetar os nossos resultados operacionais de forma negativa.

Além disso, 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. Há, ainda, possibilidade de 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 de despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá nos impedir ou levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas/ações, o que poderá ter um efeito adverso relevante sobre nosso fluxo de caixa, imagem e 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 as respectivas autoridades, com assunção de obrigações específicas. Por possuírem natureza de título executivo extrajudicial, se houver 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, em sua impossibilidade, de ressarcimento dos prejuízos causados por sua ação ou omissão.

A responsabilidade civil ambiental é objetiva e solidária, o que significa 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). Tal obrigação poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, incluindo nossos fornecedores e parceiros, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente nossos resultados e atividades. Portanto, a contratação de terceiros para a 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

recuperação de danos causados ao meio ambiente. Nesse sentido, diretores, acionistas e/ou parceiros podem ser responsabilizados, juntamente com a empresa poluidora, por danos ao meio ambiente.

Estamos sujeitos à regulamentação ambiental que poderá se tornar mais rigorosa no futuro, acarretando aumentos de obrigações e de investimentos.

Nossas atividades estão sujeitas a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, bem como à obtenção e manutenção de licenças, à 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. A aplicação das sanções depende da intensidade da infração ou da extensão do dano causado, assim como de eventuais circunstâncias agravantes ou atenuantes aplicáveis ao agente violador. Um aumento no rigor da regulamentação ambiental pode nos forçar a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumpri-la o que pode desviar recursos de investimentos já planejados e, consequentemente, 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 que se refere 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. Vale ressaltar que, em agosto de 2025, foi sancionada a Lei nº 15.190/2025 (Lei Geral do Licenciamento Ambiental), que estabelece novas regras de licenciamento ambiental e hipóteses de dispensa para determinados empreendimentos, cuja interpretação e aplicação prática, inclusive por órgãos estaduais e municipais, podem gerar incertezas regulatórias e impactar a condução de processos de licenciamento, inclusive quanto a prazos, exigências e questionamentos administrativos ou judiciais.

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 estar sujeitas a sanções criminais (inclusive de seus administradores), sem prejuízo do dever de reparar o dano ambiental causado na esfera civil. O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou ajuizar ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e a 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, visando possibilitar o ressarcimento de danos 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 de 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/ações, 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 obtendo licenças ambientais para instalações e equipamentos que anteriormente não necessitavam dessas licenças. Caso a regulamentação ambiental se torne mais rigorosa no futuro, nossas operações e nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

I. questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

Nossos resultados operacionais dependem das condições climáticas existentes. Condições climáticas desfavoráveis podem afetar os nossos resultados operacionais.

Em 2025, de acordo com os dados do ONS, 87,3% da energia elétrica no Brasil foi fornecida por usinas dependentes de recursos naturais, sendo 57,7% por hidrelétricas, 16,5% por eólicas e 13,1% por solares.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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, para cobrir a geração de energia de fontes renováveis e manter os níveis de segurança dos reservatórios, bem 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, elas 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, que resulta na exposição do gerador hidrelétrico ao PLD no MCP. Cabe ressaltar que, do ponto de vista tarifário, o segmento de distribuição também é afetado nessas circunstâncias devido a seus contratos com usinas cotistas.

No segmento de distribuição, poderá haver custos extraordinários na aquisição de energia quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) determinar ao ONS o despacho de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito, como, por exemplo, o Encargo de Serviço do Sistema (ESS), relacionados à segurança energética. Esses custos adicionais poderão ser repassados pelas distribuidoras aos consumidores por meio de reajustes ou revisões tarifárias periódicas, nos termos da legislação aplicável. Contudo, haverá uma incompatibilidade de fluxo de caixa no período intermediário, uma vez que as distribuidoras terão de arcar com esses custos imediatamente, enquanto as tarifas somente serão reajustadas anualmente. A esse respeito, a Lei nº 15.269/2025 conferiu nova redação ao art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004, ampliando o rateio dos custos da contratação de reserva de capacidade (incluindo energia de reserva) para todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, abrangendo os consumidores livres (artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/95), os consumidores do mercado regulado e os autoprodutores (estes na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN), além dos geradores nos casos previstos na legislação. Adicionalmente, nos termos do §6º do art. 3º-A, no caso de sistemas de armazenamento de energia na forma de baterias, os custos serão rateados apenas entre os geradores.

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 MCP e, conseqüentemente, ao risco do PLD.

Considerando-se a extensão física dos ativos, os eventos climáticos extremos e desastres naturais influenciam interrupções de subestações e linhas de transmissão, à medida que condições climáticas adversas podem ocasionar intensidade de vento, volumes de chuva que tragam maiores riscos à segurança dos ativos elétricos da transmissão.

Enquanto períodos de escassez hídrica acarretam preços altos devido ao acionamento das usinas térmicas, que são mais caras, períodos de abundância de recursos hídricos ocasionam a queda dos preços. Há considerável amplitude entre os preços teto e piso do PLD. Em 2026, o preço teto estrutural do PLD definido pela ANEEL é de R\$ 785,27/MWh (R\$ 751,73/MWh em 2025), o teto horário é de R\$ 1.611,04/MWh (R\$ 1.542,23/MWh em 2025) e o piso é de R\$ 57,31/MWh (R\$ 58,60/MWh em 2025). O PLD influencia também os preços no mercado livre, ultrapassando o âmbito do MCP, no qual se observam correlações entre o PLD e a curva forward.

Por fim, considerando-se a dimensão física dos ativos, os eventos climáticos extremos e desastres naturais influenciam interrupções na infraestrutura das usinas hidrelétricas, à medida que condições climáticas adversas podem ocasionar volumes de água que tragam maiores riscos à segurança das estruturas e das barragens, resultando em: (a) perdas de produtividade; (b) custos de manutenção e danos às instalações; e (c) impactos negativos na imagem da empresa.

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.

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 3.306, de 5 de março de 2024, estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 do PRORET, aprovado pela Resolução Normativa nº 1.084/2024, com vigência a partir de abril de 2024.

Em seu art. 2º, a partir de 1º de abril de 2024, os valores a serem adicionados à tarifa de aplicação de energia - TE, serão de R\$ 18,85/MWh quando da vigência da bandeira tarifária amarela, R\$ 44,63/MWh quando da vigência do patamar 1 da bandeira tarifária vermelha e R\$ 78,77/MWh quando da vigência do patamar 2 da bandeira tarifária vermelha.

Em 2025, observou-se a manutenção da bandeira verde entre janeiro e abril, todavia as condições hidrológicas pioraram com o início do período seco com o conseqüente acionamento da bandeira amarela em maio e alternando

4.1 Descrição dos fatores de risco

entre a bandeira vermelha patamar 1 e 2 até novembro. Com a retomada gradual das chuvas, em dezembro, já foi sinalizada uma melhora nas condições e o acionamento da bandeira amarela.

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, consequentemente, 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 energia, como usinas termoeletricas, 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.

No ano de 2021, o Brasil registrou o menor índice de volumes pluviométricos dos últimos 90 anos. Tal situação levou o governo federal a instituir medidas de enfrentamento e minimização dos impactos. Em 28 de junho de 2021, por meio da Medida Provisória (MP) nº 1.055, a CREG foi criada como forma de atuar no enfrentamento da crise hidroenergética. Em 31 de agosto de 2021, a CREG emitiu as Resoluções nº 2/2021 e nº 3/2021, instituindo o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica e determinando à ANEEL a implementação de patamar específico de bandeira tarifária, denominada Escassez Hídrica, no valor de R\$ 142,00 por MWh. Em 13 de dezembro de 2021, a Medida Provisória nº 1.078 dispôs sobre medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica, autorizando-se a contratação de operação financeira para fazer face aos impactos financeiros decorrentes da implementação de medidas de enfrentamento da crise hidroenergética e dos diferimentos aplicados nos processos tarifários anteriores à liberação dos recursos da operação financeira. Em 13 de janeiro de 2022, o Decreto nº 10.939 regulamentou a MP nº 1.078/2021, sobre medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica. Por meio do Ofício nº 13/2022 – DR/ANEEL, de 1 de fevereiro de 2022, foi solicitado à CCEE, gestora da conta Covid, avaliação do atendimento das condições pactuadas nas operações financeiras anteriores contratadas pela CCEE com recursos da CDE, tendo em vista a criação da conta escassez hídrica autorizada pelo Decreto nº 10.939/2022.

A conta escassez hídrica foi criada para auxiliar o setor elétrico diante dos custos decorrentes do cenário de baixos níveis hidrológicos e de aumento da geração termelétrica registrados ao longo de 2021. Conforme determinado pela Medida Provisória nº 1.078/2021 e pelo Decreto nº 10.939/2022, a conta foi estruturada por atuação conjunta entre o MME, o Ministério da Fazenda e a ANEEL, e a operação foi contratada e é administrada pela CCEE. A iniciativa permitiu a postergação e parcelamento dos impactos tarifários decorrentes do período de crise hidrológica, não impactando imediatamente as contas de energia. Dessa forma, os eventuais aumentos na tarifa, necessários diante da situação, foram diluídos em 54 meses, prazo de liquidação do empréstimo. Conforme aprovado pelo Despacho nº 1.177, de 3 de maio de 2022, a CPFL Energia fez uso do limite máximo de empréstimo, que totalizou R\$ 798,7 milhões. O custo da operação de financiamento foi divulgado oficialmente pela CCEE e instituições financeiras, tendo uma taxa de juros equivalente a CDI + 2,8% a.a. de remuneração, 2,5% de estruturação sobre o valor total da operação (R\$ 5,3 bilhões) e 0,9% a.a. de compromissos sobre montantes não desembolsados.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Em 2024, nos termos da Medida Provisória nº 1.212/2024 e da Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024, a ANEEL abriu a Consulta Pública 029/2024, já finalizada, para obter subsídios para a regulamentação dos desdobramentos tarifários decorrentes da quitação antecipada das Contas Covid e Escassez Hídrica.

Também em 2024, o MME encaminhou à ANEEL, por meio do Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME, cópia da Carta CT-CCEE23277/2024, por meio da qual a CCEE formalizou ao MME a conclusão do desembolso da operação de antecipação dos recebíveis da CDE e a quitação dos empréstimos das contas Covid e escassez hídrica, solicitando, em seguida, as providências pertinentes, no âmbito da ANEEL, para efetivação das questões subsequentes afetas ao tema.

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), considera-se que existem duas fontes primárias de riscos financeiros relacionados às mudanças climáticas: físicos e de transição. Os riscos físicos e/ou de transição 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, enchentes ou inundações; e
- (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 alteração no regime de ventos.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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;
- (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.

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.

A Companhia está exposta ao risco de redução, descontinuidade ou eliminação de incentivos regulatórios e tarifários aplicáveis à geração centralizada de energia renovável no Brasil, bem como ao risco de criação ou ampliação de encargos setoriais, o que poderá afetar adversamente seus projetos, receitas, margens e resultados operacionais.

A Companhia e suas subsidiárias exploram projetos de geração centralizada de energia em ambiente fortemente regulado e supervisionado pelo Governo Federal, especialmente pelo Ministério de Minas e Energia ("MME") e pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), além de estar sujeita às regras operacionais e comerciais administradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), bem como a alterações legislativas promovidas pelo Congresso Nacional. Nesse contexto, a Companhia não tem como prever, limitar ou controlar os efeitos de eventuais mudanças legais, regulatórias, tarifárias, fiscais ou de política pública sobre seus negócios, sua estratégia de expansão, a viabilidade econômica de seus empreendimentos e seus resultados.

Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro passou por alterações relevantes, inclusive com a revisão progressiva de subsídios e mecanismos de incentivo historicamente aplicáveis às fontes renováveis. Nesse sentido, a Lei nº 14.120/2021 disciplinou a transição para o encerramento dos descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição ("TUST" e "TUSD"), sendo que a perda desse benefício pode reduzir a atratividade econômica de usinas de geração renovável, alterar premissas de precificação, comprometer retornos esperados e afetar a competitividade da Companhia no mercado. Adicionalmente, a Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, promoveu mudanças relevantes no marco regulatório do setor elétrico e introduziu novas regras relacionadas a encargos setoriais, inclusive com ampliação de custos para agentes de geração. Tais mudanças podem aumentar os custos operacionais e de comercialização da Companhia, reduzir a rentabilidade de seus empreendimentos e afetar negativamente sua estratégia de crescimento. Nesse sentido, as atividades da Companhia poderão ser adversamente afetadas, entre outros fatores, por: (i) alteração da legislação e da regulamentação aplicáveis ao setor elétrico e aos projetos de geração centralizada renovável; (ii) redução, extinção ou modificação dos descontos tarifários e demais incentivos econômicos aplicáveis às fontes renováveis, incluindo o fim dos descontos na TUST/TUSD para determinados empreendimentos; (iii) criação, ampliação ou alteração de encargos setoriais e critérios de rateio de custos, inclusive em relação a mecanismos de reserva de capacidade; (iv) mudanças nos critérios de outorga, implantação, operação e manutenção de autorizações de geração e comercialização; (v)

4.1 Descrição dos fatores de risco

alterações nas regras de conexão, uso da rede, despacho, constrained-off, curtailment, garantia física ou alocação de custos sistêmicos; (vi) eventual impossibilidade de repasse, aos compradores de energia ou demais contrapartes, dos custos adicionais decorrentes dessas mudanças.

A geração de energia elétrica da Companhia, em especial oriunda de usinas renováveis, pode ser afetada por cortes de geração impostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (curtailment), o que pode afetar adversamente os resultados operacionais e financeiros da Companhia bem como a viabilidade de novos projetos.

A expansão da infraestrutura de transmissão de energia tem sido insuficiente para acompanhar o ritmo de crescimento da geração, que, nos últimos tempos, foi bastante acelerado por conta da mencionada política pública de concessão de subsídios e da corrida por outorgas que deixariam de ter tais subsídios. Além disso, a expansão do micro e mini-geração distribuída (MMGD) trouxe um cenário mais desafiador e complexo para o planejamento e operação do Sistema Elétrico Brasileiro. Como consequência, e considerando a inviabilidade de o sistema escoar a produção de energia, o ONS passou a intensificar as restrições à geração, no fenômeno conhecido como "curtailment", principalmente após o "apagão" ocorrido em agosto/23, que resultam na redução ou suspensão da geração de energia, mesmo quando as usinas têm disponibilidade técnica e recursos naturais para tanto (sol, vento ou água). Em determinadas localidades do Brasil, especialmente no Nordeste, o percentual de curtailment pode chegar a patamares superiores a 60% (sessenta por cento) da geração de energia em um determinado mês. As usinas de geração de energia da Companhia e suas controladas, especialmente as usinas renováveis, estão sujeitas ao curtailment, o que afeta diretamente o cumprimento dos contratos de venda de energia firmado com terceiros. Neste cenário, a Companhia e/ou suas subsidiárias ficam obrigadas a comprar energia no mercado de curto prazo para honrar os contratos de venda, em muitos casos com preços mais altos. Isso pode afetar (i) capacidade de geração de caixa da Companhia e suas controladas; (ii) o desinvestimento (M&A) de usinas renováveis; e (iii) a viabilidade econômico-financeiro de novas usinas de energia renovável. A ANEEL possui regramento sobre compensação para determinados hipóteses de eventos de curtailment, nos termos da Resolução Normativa nº 1.030/2022, porém com baixa efetividade, pois é limitada aos eventos por razão de indisponibilidade externa e que superem certa franquia de horas. Além disso, a Lei nº 15.269/2025 trouxe modesto avanço ao introduzir o art. 1º-B na Lei nº 10.848/2004, que garante aos titulares de usinas eólicas e solares fotovoltaicas conectadas ao SIN o direito à compensação por custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação, retroativamente desde 1º de setembro de 2023 até 25 de novembro de 2025, mediante termo de compromisso firmado com o poder concedente. Esse mecanismo de compensação ainda não foi efetivamente implementado pelo Ministério de Minas e Energia, o que deve ocorrer ao longo do ano de 2026. Os mecanismos de compensação citados acima não são suficientes para compensar todos os prejuízos que a Companhia e suas subsidiárias podem ter em decorrência dos eventos de curtailment.

m. outras questões não compreendidas nos itens anteriores

A instabilidade econômica e política global, conflitos geopolíticos e a percepção de risco em mercados emergentes podem afetar adversamente os nossos negócios, situação financeira, resultados operacionais e a cotação dos nossos valores mobiliários.

Nossos negócios podem ser adversamente afetados por condições econômicas e políticas instáveis no cenário internacional, incluindo conflitos militares, tensões geopolíticas e medidas de política externa (como sanções, controles de exportação/importação, restrições a rotas logísticas e mudanças em regimes tarifários), cujos desfechos e impactos finais são incertos. Tais eventos podem reduzir a confiança de consumidores e investidores, elevar a volatilidade em mercados de capitais e de câmbio, deteriorar condições financeiras globais, pressionar expectativas de inflação e aumentar prêmios de risco e spreads de crédito, inclusive em mercados emergentes como o Brasil. Conflitos armados e tensões geopolíticas também podem provocar choques relevantes em preços de commodities, especialmente energéticas, e disrupções em cadeias globais de suprimentos e logística, com reflexos em custos, disponibilidade de insumos, cronogramas de investimentos e acesso a capital. Como atuamos em um setor sensível a preços de commodities energéticas, a condições de financiamento e a cadeias de suprimentos, choques geopolíticos podem afetar nossos custos e investimentos, além de impactar demanda, condições de crédito e o ambiente regulatório.

Diversos eventos recentes ilustram como tensões geopolíticas podem se materializar e gerar efeitos econômicos relevantes. Desde 24 de fevereiro de 2022, o conflito entre Rússia e Ucrânia (e as sanções associadas) contribuiu para volatilidade e pressões sobre preços de energia e alimentos no cenário global. Além disso, conflitos no Oriente

4.1 Descrição dos fatores de risco

Médio têm potencial de gerar aumentos abruptos em preços de petróleo e gás e deterioração das condições financeiras globais. Em particular, em 28 de fevereiro de 2026, ataques coordenados de Estados Unidos e Israel contra o Irã e a retaliação subsequente elevaram preocupações com segurança regional, com repercussões sobre expectativas de inflação, prêmios de risco e mercados globais de energia.

A escalada no Oriente Médio também evidenciou riscos a corredores logísticos estratégicos. Após os eventos iniciados em 28 de fevereiro de 2026, grandes companhias de navegação anunciaram a suspensão ou redirecionamento de rotas envolvendo o Estreito de Ormuz e o eixo Mar Vermelho/Bab el-Mandeb, com potenciais aumentos de custo e prazo de transporte e impactos na logística global. Considerando que o Estreito de Ormuz é uma das principais rotas de energia do mundo, interrupções (ou a percepção de risco de interrupção) podem pressionar preços internacionais de petróleo e gás, com efeitos em inflação e condições financeiras.

Adicionalmente, tensões geopolíticas e eventos políticos na América Latina podem afetar a estabilidade regional, os mercados e a percepção de risco. Em janeiro de 2026, houve uma operação militar dos Estados Unidos na Venezuela que resultou na captura de Nicolás Maduro, aumentando a incerteza sobre estabilidade política e relações diplomáticas na região. Considerando a relevância do petróleo para a dinâmica regional e global, episódios de instabilidade envolvendo países com produção e reservas relevantes podem contribuir para maior volatilidade nos mercados de energia e nos ativos financeiros.

Além dos conflitos, a política comercial de economias relevantes pode ser fonte material de incerteza. Medidas tarifárias unilaterais e respostas retaliatórias podem gerar volatilidade nos fluxos comerciais, afetar cadeias globais de suprimentos, influenciar preços de commodities e câmbio e elevar a incerteza quanto a inflação e crédito. Por exemplo, os Estados Unidos têm adotado e ampliado medidas tarifárias sobre importações, inclusive tarifas setoriais sobre aço e alumínio, que afetam exportações brasileiras, além de anúncios recentes de tarifas globais. O impacto econômico final dessas medidas, inclusive sobre inflação, demanda, fluxos de comércio e condições de financiamento, permanece difícil de prever, e mudanças futuras (isenções, ajustes, contestações judiciais e negociações) podem aumentar a volatilidade.

Os investidores internacionais geralmente consideram o Brasil como um mercado emergente e, historicamente, a ocorrência (ou o agravamento) de eventos adversos em outras economias, incluindo Estados Unidos, Europa e outros mercados emergentes, pode elevar a aversão global ao risco, levando a reprecificação de ativos, saída de capitais, redução de liquidez e menor disponibilidade de crédito para emissores brasileiros. Ainda que as condições econômicas no Brasil possam diferir das de outros países, reações de investidores a eventos externos podem ter efeito adverso na economia brasileira e no valor de mercado de valores mobiliários de emissores brasileiros, inclusive por meio de flutuações cambiais, aumento de spreads, volatilidade e deterioração de condições de financiamento.

Qualquer intensificação ou prolongamento desses conflitos e tensões, bem como a persistência de incertezas econômicas globais e de políticas comerciais restritivas, pode afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais, liquidez e condição financeira, além de impactar o preço de negociação dos nossos valores mobiliários.

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, e de geradores de energia, são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente nossos resultados;
- Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão e autorizações, bem como assegurar a renovação e/ou prorrogação de nossas concessões e autorizações e/ou de nossos contratos de fornecimento de energia. Caso isso ocorra, poderá ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e em nossa 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. Falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar nossas atividades, condição financeira e/ou resultados operacionais;
- Nosso negócio tem sua operação dependente de sistemas de informações e comunicações, assim sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade, sendo que qualquer falha de grande abrangência ou ataque poderá afetá-lo de maneira prejudicial.
- Nossos resultados operacionais dependem das condições climáticas existentes. Condições climáticas desfavoráveis podem afetar os nossos resultados operacionais.

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, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira.

Adicionalmente, as controladas do Grupo estão expostas em suas atividades operacionais à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Análise de sensibilidade

Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2025 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos, seria:

(Valores em R\$ / mil)

Consolidado					
Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Depreciação cambial (b)	Receita (despesa)	
				Apreciação/ Depreciação cambial de 25%	Apreciação/ Depreciação cambial de 50%
Instrumentos financeiros passivos	(607.889)		(48.643)	115.490	279.623
Derivativos - swap plain vanilla	608.658		48.705	(115.636)	(279.977)
	769	Baixa dólar	62	(146)	(354)
Instrumentos financeiros passivos	(1.591.553)		(177.693)	264.618	706.930
Derivativos - swap plain vanilla	1.595.772		178.164	(265.320)	(708.804)
	4.219	Baixa iene	471	(702)	(1.874)
Instrumentos financeiros passivos	(4.958.307)		(509.947)	857.117	2.224.180
Derivativos - swap plain vanilla	5.088.971		523.385	(879.704)	(2.282.793)
	130.664	Baixa renminbi	13.438	(22.587)	(58.613)
Total	135.652		13.971	(23.435)	(60.841)
Efeitos no resultado do período			13.971	(23.435)	(60.841)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31/12/2025 foi de R\$ 5,50 para o dólar, R\$ 6,47 para o iene e R\$ 0,79 para o renminbi.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 5,94, R\$ 7,11 e R\$ 0,87 e a depreciação cambial de 8%, 11,2% e 10,3%, do dólar, do iene e do renminbi respectivamente em 31/12/2025.

Em função da exposição cambial líquida do dólar, iene e renminbi serem ativas, o risco é baixa do dólar, do iene e do renminbi, portanto, o câmbio foi depreciado 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.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Análise de sensibilidade

Variação da taxa de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2025 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

(Valores em R\$ / mil)

Consolidado							
Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25%	Elevação/Redução de índice em 50%
Instrumentos financeiros ativos	2.992.404				408.463	510.579	612.695
Instrumentos financeiros passivos	(9.270.034)				(1.265.360)	(1.581.700)	(1.898.039)
Derivativos - swap plain vanilla	(15.594.974)				(2.128.714)	(2.660.892)	(3.193.071)
Ativos e passivos financeiros setoriais	411.659				56.191	70.239	84.287
	(21.460.945)	Alta CDI/SELIC	14,90%	13,65%	(2.929.420)	(3.661.774)	(4.394.128)
Instrumentos financeiros passivos	(194.062)				(14.147)	(17.684)	(21.221)
	(194.062)	Alta IGP-M	-1,05%	7,29%	(14.147)	(17.684)	(21.221)
Instrumentos financeiros passivos	(245.090)				(22.524)	(28.155)	(33.786)
	(245.090)	Alta TJLP	8,69%	9,19%	(22.524)	(28.155)	(33.786)
Instrumentos financeiros passivos	(16.186.438)				(1.558.754)	(1.169.065)	(779.377)
Derivativos - swap plain vanilla	8.494.583				818.028	613.521	409.014
Instrumentos financeiros ativos	29.653.297				2.855.613	2.141.709	1.427.806
	21.961.442	Baixa IPCA	4,26%	9,63%	2.114.887	1.586.165	1.057.443
Total	61.346				(851.204)	(2.121.448)	(3.391.692)
Efeitos no resultado do período					(851.204)	(2.121.448)	(3.391.692)

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

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.

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 e suscetíveis a volatilidade associada à flutuação do preço de 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: o Grupo possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (covenants) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Risco regulatório:

- 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, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição;
- Transmissoras: as transmissoras recebem 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 RAP, as transmissoras aplicam as condições de cobrança para as concessionárias e permissionárias. As receitas assim fixadas, 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 2025. 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 deste, 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 2025 é de R\$ 1.103.832 mil. Como parte do acordo, referido saldo deverá ser pago em parcelas mensais, com a possibilidade de utilização de títulos precatórios federais próprios ou de terceiros para tal liquidação. Na ocasião, o acordo firmado estabeleceu que o saldo mencionado seria quitado em 60 (sessenta) parcelas. No entanto, em 2024, foi celebrado um termo de aditamento, o qual alterou a condição original, ampliando o número de parcelas para 120 (cento e vinte) mantidos inalterados os demais termos e condições da transação. Com relação às garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), cujo montante em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1.116.384 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	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	Não aplicável
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 363.306
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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Execução fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ	
	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 da Receita Federal, não reconhecendo a novação e, consequentemente 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. 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. 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. 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 da execução fiscal. Decisão suspendendo a execução fiscal em 10/04/2023. Em 2024 houve pedido de unificação das garantias das execuções fiscais relacionadas, o que foi deferido. Após deferimento, em 24/05/2024, os autos foram remetidos, de forma sobrestada, ao arquivo, em virtude do acordo de transação firmado. Em 2025, os autos permanecem no arquivo, sobrestados, em face da transação que segue sendo cumprida.
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 da Companhia 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\$ 363.306, que representa 0,8% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

• **Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL RGE**

(Valores em R\$ / mil)

Execução fiscal n.º 5012003-49.2012.4.04.7107 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	2ª instância (judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Execução fiscal n.º 5012003-49.2012.4.04.7107 – IRPJ / CSLL	
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 650.519
f) Principais fatos	A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da controlada CPFL 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 CPFL RGE ofereceu seguro garantia, interpondo embargos à execução, tendo sido deferida a realização de perícia contábil, cujo resultado foi favorável à CPFL RGE. Foi proferida 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 CPFL 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 CPFL RGE, em relação à conta CVA, por entender que a SELIC sobre ela deve ser tributada antes do reajuste tarifário. Houve a reforma da sentença, para julgar de forma desfavorável à CPFL RGE, em relação à nova taxa de depreciação do ativo. 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. Na sequência, houve a conclusão do julgamento virtual do recurso de apelação na modalidade estendida ocorrido no Tribunal Regional Federal da 4ª região (TRF4), em Porto Alegre/RS, que em síntese manteve a autuação relativa: 1) a amortização de ágio: que já havia sido julgada desfavorável à CPFL RGE em 1ª instância; 2) a taxa de depreciação: tornou desfavorável à CPFL RGE, pois houve alteração da decisão de 1ª instância, a qual era favorável; e 3) as atualizações monetárias da conta de compensação de variação de custo da Parcela A (conta CVA): mantida desfavorável à CPFL RGE em 1ª instância. Foram opostos embargos de declaração para esclarecer os pontos de omissão e contradição do acórdão e para preparar a interposição de recurso especial ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), os quais foram rejeitados. Em face de um erro material identificado, foram opostos novos embargos de declaração, os quais foram parcialmente acolhidos em março/2025, para corrigir o erro material referente a data de início do registro do ágio, não alterando a decisão de mérito. Diante disso, foram interpostos recurso especial e recurso extraordinário pela Companhia, os quais foram admitidos pelo TRF4. Ato contínuo os autos foram remetidos ao STJ, em 26/11/2025, foi proferida decisão monocrática pelo ministro relator Teodoro Silva Santos, dando parcial provimento ao recurso especial da CPFL RGE para anular o acórdão proferido no julgamento dos embargos de declaração, determinando o retorno dos autos para a origem para apreciação das omissões. A União Federal opôs embargos de declaração, e a Companhia apresentou manifestação em 15/01/2025.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Execução fiscal n.º 5012003-49.2012.4.04.7107 – IRPJ / CSLL	
	Atualmente aguarda o julgamento dos embargos da União Federal no STJ.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Acórdão desfavorável à CPFL 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 da Companhia 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\$ 650.519, que representa 1,5% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

Processos judiciais

- ICMS subvenção – CPFL RGE**

(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	3ª 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: CPFL RGE Sul
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 514.716
f) Principais fatos	A Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul autuou a CPFL 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. Auto de infração nº 4.223.838-2: a Fazenda do Estado do RS ajuizou a execução fiscal 5000449-40.2022.8.21.0033. Em abril/2022, opusemos embargos à execução fiscal, os quais foram julgados improcedentes. Interpusemos recurso de apelação ao Tribunal de Justiça, o qual foi desprovido. Diante disso, foi interposto recurso especial e recurso extraordinário e aguarda-se admissibilidade dos recursos. Auto de infração nº 4.223.837-4: 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. Interpusemos recurso de apelação ao Tribunal de Justiça, o qual foi desprovido. Diante disso, foi interposto recurso especial e recurso extraordinário, havendo a suspensão do processo em razão do recurso extraordinário com repercussão geral (tema nº 1.113/STF).
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão administrativa parcialmente favorável à CPFL RGE. Na esfera judicial, em 1ª instância, foram julgados improcedentes os embargos à execução fiscal. Em 2ª instância foram julgados improcedentes os recursos de apelação.
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Possível

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processos ns.º 5022100-71.2020.8.21.0010 (42238374) e 5000449-40.2022.8.21.0033 (42238382)	
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências da Companhia 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 judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 514.716, que representa 1,2% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

• **Processo fiscal PIS e COFINS – CPFL Geração (sucédida pela CPFL Brasil)**

(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 (sucédida pela CPFL Brasil)
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 473.095
f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração (sucédida pela CPFL Brasil) 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, a Fazenda ajuizou execução fiscal. 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 2025, 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 da Companhia 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\$ 473.095, que representa 1,1% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

- Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL Geração (sucédida pela CPFL Brasil)**

(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	2ª instância (judicial)
c) Data de instauração	06/10/2020
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Geração (sucédida pela CPFL Brasil)
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 395.137 (Possível: R\$ 394.479 / Remoto: R\$ 658)
f) Principais fatos	A CPFL Geração (sucédida pela CPFL Brasil) foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil exigindo 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 encerrando a fase administrativa. Em outubro de 2020 recepcionamos a execução fiscal atrelada ao respectivo débito, bem como apresentamos apólice de seguro garantia a qual foi aceita pela Fazenda Nacional. Houve oposição de embargos à execução fiscal. Em 2021, os autos da execução fiscal 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. 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 e, em 08/07/2024 a CPFL tomou ciência de sentença favorável aos seus interesses, confirmando o entendimento do laudo pericial, de que: (i) as operações de compra e venda das ações da SEMESA foram realizadas entre empresas independentes; (ii) as operações realizadas foram previamente autorizadas pela ANEEL; (iii) as operações realizadas foram registradas na contabilidade da CPFL Geração; (iv) o preço acordado teve por base laudo preparado pelo Deutsche Bank e que o custo de aquisição da SEMESA foi integralmente liquidado/quitado por meio de pagamento efetivo ou por meio de emissão de ações; (v) houve majoração da exigência fiscal de IRPJ e CSLL, em R\$ 368.801 e R\$ 132.768, respectivamente e (vi) que há discussão de glosa de prejuízo fiscal e base negativa de CSLL em andamento em processos administrativos. Em 17/04/2025 houve redução de valores referentes à CSLL e à multa de ofício, ano calendário de 2007, que estavam sendo cobrados em duplicidade. Atualmente, aguarda-se julgamento de recurso de apelação da União Federal.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Possível: R\$ 394.479 / Remoto: R\$ 658
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências 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 no valor de R\$ 394.479, uma vez que os valores que constam no Remoto já são considerados definitivamente como favoráveis à CPFL, que representa 0,9% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

(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 (sucendida pela CPFL Brasil)
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 504.722
f) Principais fatos	Auto 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 (sucendida pela CPFL Brasil) apresentou impugnação aos autos, a qual foi julgada improcedente. A CPFL Geração apresentou recurso voluntário. Na sessão de julgamento do CARF de 18/11/2024, a Turma, por maioria de votos, deu provimento ao recurso voluntário da CPFL e, por unanimidade de votos, negou provimento ao recurso de ofício da União. Com esta decisão, o lançamento fiscal foi integralmente cancelado. Em 09/09/2025 houve oposição de embargos de declaração pela União Federal, os quais não foram admitidos. Na mesma data, também houve oposição de embargos de declaração do presidente da Turma, com o intuito de alteração do voto condutor da decisão do recurso voluntário, o qual foi admitido. Atualmente, aguarda-se pauta de julgamento dos embargos de declaração do presidente da Turma.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de 1ª instância desfavorável à CPFL. Em 2ª instância, houve decisão totalmente favorável 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 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 no valor de R\$ 504.722, que representa 1,1% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, 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	3ª instância (administrativa)
c) Data de instauração	19/08/2016
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: CPFL Renováveis
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 466.880 (Possível: R\$ 139.291 / Remoto: R\$ 327.589)
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 societária na empresa Jantus SL (Jantus), com sede na Espanha, para a CPFL Energias Renováveis. A impugnação foi apresentada e julgada

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Auto de infração (Autos nº 16561.720073/2016-71)	
	improcedente. Diante desta decisão, foi interposto 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, o remanescente desfavorável ficou mantido por voto de qualidade. Com isso foram opostos embargos de declaração. Em 11/10/2024 foi publicada decisão que não acolheu os embargos de declaração da União Federal. Em 20/12/2024 a CPFL apresentou recurso especial, o qual não foi admitido. Em 31/07/2025 a CPFL protocolou agravo em recurso especial, e em 11/11/2025, tomou ciência da não admissão deste recurso. Assim, tornou-se definitiva decisão desfavorável tomada por voto de qualidade, o que autoriza a exclusão da multa, remanescendo o débito - imposto e juros - no montante de R\$ 139.291. Atualmente, está em curso prazo para pagamento do débito com exclusão dos juros ou prosseguimento da discussão na esfera judicial.
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\$ 139.291 / Remoto: R\$ 327.589
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências 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 no valor de R\$ 139.291 do Possível (visto que os valores que constam no Remoto já são considerados definitivamente como favoráveis à CPFL), que representa 0,3% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, 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 CPFL 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.
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 da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Ação ordinária n.º 0039494-18.2002.4.01.3400 (2002.34.00.039564-0)	
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 ABRADÉE (representadas na ação).

- ABRAGEL – União Federal**

(Valores em R\$ / mil)

Ação ordinária n.º 0032752-20.2015.4.01.3400 (Portaria 30)	
a) Juízo	21ª Vara Federal de Brasília
b) Instância	2ª instância
c) Data de instauração	08/06/2015
d) Partes no processo	Autor: Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRAGEL Réu: União Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 380.500
f) Principais fatos	A ABRAGEL busca a declaração do direito das suas associadas de compartilhar os riscos hidrológicos no âmbito do mecanismo de realocação de energia – MRE e, com isso, de sofrer revisões automáticas de garantia física a partir do procedimento “automático” previsto no art. 6º, incisos I e II, da Portaria MME 463/2009. Em 23/06/2015 foi deferido o pedido liminar e, em 28/06/2019 proferida sentença que julgou o pleito procedente confirmando a decisão antecipatória. A União Federal apresentou recurso de apelação em 26/08/2019, o qual aguarda julgamento pelo TRF1.
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 da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Risco operacional de alteração das garantias físicas originalmente estabelecidas e necessidade de ajustes nos valores liquidados de garantias físicas no âmbito da CEEE. 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 ABRAGEL (representadas na ação).

- Processo previdenciário**

(Valores em R\$ / mil)

Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001	
a) Juízo	4ª Vara da Fazenda Pública do Foro Central da Comarca de Porto Alegre
b) Instância	3ª instância
c) Data de instauração	11/12/2019
d) Partes no processo	Autor: CEEE-D; CEEE-GT e Estado do Rio Grande do Sul Réu: Fundação CEEE de Seguridade Social ELETROCEEE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 563.166.
f) Principais fatos	Trata-se de ação declaratória postulando: 1. A suspensão de pagamentos de contribuições extraordinárias no Plano CEEEPREV que superem a regra constitucional da paridade contributiva; 2. A suspensão da eficácia do acionamento de garantias prevista no contrato de garantias assinado concomitantemente ao 1º aditivo ao convênio de adesão ao

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001	
	plano; e 3. A determinação de restituição integral de pagamentos indevidos feitos pelas Patrocinadoras em desrespeito à regra da paridade contributiva.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Em 14 de outubro 2021, a sentença em primeiro grau julgou a ação parcialmente procedente para reconhecer a nulidade das cláusulas do plano de benefícios que não aplicam a paridade contributiva. Apresentados recursos de apelação pelas partes, o TJRS (Tribunal de Justiça do Estado do Rio Grande do Sul) proferiu acórdão em 28 de julho de 2022 no sentido de manter, na íntegra, a sentença recorrida. Sobre o acórdão proferido, as Partes apresentaram no próprio TJRS embargos de declaração contra o acórdão de apelação a fim de obter esclarecimentos, os quais foram desacolhidos. Ato contínuo, todas as partes envolvidas apresentaram recursos especiais e extraordinários, respectivamente, ao STJ e STF. Em juízo de admissibilidade, o TJRS inadmitiu todos os recursos extraordinários e especiais apresentados, com exceção do recurso especial apresentado pela Fundação Família Previdência. Ainda, ao recurso da Fundação Família Previdência, atribuiu-se efeito suspensivo para manter vigentes as cláusulas do regulamento do plano que atribuem às patrocinadoras a responsabilidade pelo pagamento integral das contribuições extraordinárias, o qual foi posteriormente revogado. Atualmente, foram apresentados agravos de instrumento para subida do recurso especial e extraordinário e pedido liminar de efeito suspensivo ao STJ o qual foi acolhido, determinando até julgamento final do recurso especial: I) a suspensão da debatida cobrança e/ou pagamento de contribuições no âmbito do Plano CEEEPREV, sem que haja a observância da paridade contributiva; e II) admitir a exigibilidade do custeio de metade do déficit constituído anteriormente à prolação da sentença de parcial procedência, suspendendo qualquer bloqueio ou medida constritiva nas contas da requerente, com relação à parte excedente.
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 da Companhia 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\$ 563.166, que representa 1,3% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

- **Estado do Rio Grande do Sul**

(Valores em R\$ / mil)

Processo nº 3709601-03.2005.8.21.0001	
a) Juízo	7ª Vara da Fazenda Pública do Foro Central de Porto Alegre - RS
b) Instância	2ª instância
c) Data de instauração	22/02/2001
d) Partes no processo	Autor: Estado do Rio Grande do Sul e CEEE-D Réu: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A (CPFL RGE) entre outros
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 603.379
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 CNNDEE (CPFL RGE) e os contadores que assinaram o laudo de avaliação. A discussão gira acerca de 3 pontos especificamente em relação à RGE e CPFL RGE, 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 CPFL RGE). 2) O pagamento de créditos das contas correntes através da transferência de

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 3709601-03.2005.8.21.0001	
	imóveis à CPFL RGE 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 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. Em 2024 foi realizada audiência de instrução para oitiva dos réus e de testemunhas arroladas pelas partes. Em 2025 foi proferida sentença de improcedência da ação em face da CPFL RGE. A parte adversa apresentou recurso de apelação, o qual aguarda julgamento pelo Tribunal de Justiça do Rio Grande do Sul.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença improcedente, favorável à CPFL RGE proferida em 2025
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências da Companhia 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\$ 603.379, que representa 1,4% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, 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	Autor: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A (CPFL RGE) Réu: ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 479.365
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 CPFL RGE como devedora no mercado de curto prazo. A CPFL RGE ajuizou ação anulatória em 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 CPFL RGE, demais agentes de mercado e ANEEL contra a decisão favorável de mérito à CPFL RGE. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região, as partes requeridas apresentaram recurso de embargos infringentes, visando a modificação do mérito da decisão anterior. Em 04/2025 foram acolhidos os embargos da ANEEL para julgar improcedente a ação. A CPFL RGE opôs embargos de declaração, os quais aguardam julgamento pelo TRF1. Em relação ao mesmo fato, há também o processo 0002231-

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processos 0026448-59.2002.4.01.3400 / 0002231-15.2003.4.01.3400	
	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).
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL RGE; acórdão desfavorável à CPFL RGE.
h) Estágio do processo	Recursal
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências da Companhia 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 pela CPFL.

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 Axia Energia, IBAMA, Agência Goiana do Meio Ambiente e outras requeridas.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 747.300 (Possível: R\$ 64.210 / Remoto R\$ 683.090)
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 Axia Energia, 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. Após apresentação de recurso pelo adverso, a sentença foi mantida pelo Tribunal em dezembro de 2025. Opostos embargos de declaração pelo MPF.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença e acórdão favorável à CPFL.
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Possível: R\$ 64.210 / Remoto: R\$ 683.090
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências da Companhia ou pode gerar relevante impacto operacional.
k) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais, desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 747.300, que representa 1,7% da

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo cível nº 0018587-42.2004.4.01.3500 (Ambiental)	
	receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sem maiores impactos nas operações do Grupo;

- 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 das LTs. Processo em fase instrutória e está em fase de prova pericial. Aguarda-se homologação do juízo sobre laudo técnico. Ministério Público se manifestou nos autos contestando o laudo técnico favorável à Cia.
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	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
c) Data de Citação	17/01/2013
d) Partes no processo	Autor: Rodovia das Colinas S.A. Réu: CPFL Piratininga
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 378.606
f) Principais fatos	Trata-se de ação de cobrança, proposta em janeiro de 2013, na qual a Autora requer o pagamento dos valores correspondentes a todas as ocupações das faixas de domínio das rodovias sob concessão da Colinas. A ação de cobrança tem por principal fundamento o fato de que, em ação declaratória anterior (processo nº autos nº 410.071-5/6-00 com trânsito em julgado em 2009) foi declarado o direito da Colinas de cobrar pelo uso das faixas de domínio. No curso da ação de cobrança foi determinada a realização de perícia técnica. Em out/2018 o perito juntou o laudo

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0000933-68.2013.8.26.0114	
	no processo apontando um valor de R\$ 20 milhões. Apresentamos nossa impugnação – o 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 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. Manifestamos nos autos acerca dos contratos e documentos juntados pelo perito. Após impugnação, o laudo técnico foi homologado pelo juízo. Nesse momento aguarda-se a prolação de sentença.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda em fase de instrução.
h) Estágio do processo	Instrução - aguarda sentença
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências Companhia 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\$ 378.606, que representa 0,9% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sem maiores impactos nas operações do Grupo.

Processos trabalhistas

- **Terceirização – CPFL 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: CPFL RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 432.680 (Provável: R\$ 1.837 / Remoto: R\$ 430.843)
f) Principais fatos	Ação civil pública, proposta pelo Ministério Público do Trabalho, a qual requer a condenação da CPFL 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 CPFL 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 CPFL RGE e deu provimento parcial ao

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Ação civil pública nº 0020876-43.2015.5.04.0024	
	recurso ordinário do Ministério Público, para condenar a CPFL RGE ao pagamento de indenização por dano moral coletivo no montante de R\$ 1 milhão. A CPFL RGE opôs embargos de declaração contra a decisão, os quais não foram acolhidos pelo tribunal. Por fim, em julho de 2018, a CPFL 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.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à CPFL RGE; acórdãos desfavoráveis à CPFL RGE.
h) Estágio do processo	Fase recursal
i) Chance de perda	Provável: R\$ 1.837 / Remoto: R\$ 430.843
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências da Companhia 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. Contudo, pela lei da reforma trabalhista (2017) a terceirização passou a ser permitida o que aumenta as chances de decisão positiva no caso.

- 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: CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 352.232 (Provável R\$ 15.246 / Possível R\$ 58.455 / Remoto R\$ 278.531)
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. Na fase de liquidação por arbitramento foi homologado laudo contábil fixando os lucros cessantes no importe de R\$ 90 MM. CPFL apresentou recurso tendo o TJSP decidido pela "liquidação zero", considerando a ausência de provas efetivas quanto aos lucros cessantes. O autor recorreu aos Tribunais Superiores e atualmente aguarda-se julgamento da admissibilidade dos recursos aos Tribunais Superiores com relação ao mérito do acórdão que afastou a liquidação (vice-presidência do TJSP). 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 considerando a ausência de provas efetivas quanto aos lucros cessantes. O autor recorreu as Instâncias Superiores.
h) Estágio do processo	Fase de execução
i) Chance de perda	Provável R\$ 15.246 / Possível R\$ 58.455 / Remoto R\$ 278.531

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo cível n.º 0001126-16.2001.8.26.0434	
j) Motivo de relevância do processo	Valor envolvido é materialmente relevante dentro das contingências da Companhia 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\$ 352.232 , que representa 0,8% da receita líquida consolidada do Grupo no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, 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 2025, o valor total provisionado pelo Grupo CPFL referente aos processos classificados como de perda provável era de R\$ 761.139 mil referentes aos processos trabalhistas, R\$ 446.178 mil referentes aos processos cíveis, R\$ 390.034 mil referentes aos processos fiscais, R\$ 1.357.882 mil referentes aos processos fiscais referentes a IRPJ/CSLL e R\$ 143.552 mil referentes a outros tipos de processos, sendo principalmente ações relacionadas à natureza regulatória.

Em relação apenas aos processos descritos no item 4.4, também classificados como de perda provável, o Grupo CPFL possuía, em 31 de dezembro de 2025, provisão de R\$ 17.083 mil, integralmente referente a processos 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

Arbitragem TESB

A TESB figura como parte passiva de um procedimento arbitral, de natureza cível, com valor envolvido total de R\$ 47,15 milhões. O prognóstico desse pleito foi classificado em parte como provável (R\$ 26,2 milhões), em parte como possível (R\$ 2,3 milhões) e a diferença como risco remoto, considerando os termos da sentença arbitral proferida em 2024 e o andamento da prova pericial que vem sendo produzida para liquidar sentença definindo assim o montante efetivo da condenação.

Arbitragem AES

Em 2019 a CPFL e CPFL RGE propuseram procedimento arbitral em desfavor da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda e AES Corporation em razão de descumprimento de declarações e garantias constantes no Share Purchase Agreement que envolveu a aquisição da AES Sul pela CPFL em 2016. Após assumir a distribuidora, a CPFL identificou diversos passivos não revelados no momento da aquisição, o que levou ao início de procedimento arbitral pela CPFL, com pedidos de indenização por perdas já materializadas, perdas potenciais e custos relacionados à disputa.

Após seis anos de procedimento, em 2025 o Tribunal Arbitral proferiu sentença arbitral e acolheu a interpretação contratual defendida pela CPFL, confirmando que os riscos decorrentes de passivos não revelados deveriam ser suportados pela vendedora AES. Após negociações, as partes firmaram acordo em novembro de 2025, tendo a AES Corp indenizado a CPFL na monta de R\$ 210 milhões, tendo sido encerrado o procedimento arbitral com quitação pelas partes.

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 nº 23/2003-SEM/ANEEL e 81/2003-SFF/ANEEL

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

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

Ambas as ações tiveram decisão favorável sem segunda instância. Um aguarda julgamento em terceira instância e uma transitou em julgado em 02 de julho de 2024.

Com o trânsito em julgado, teve início o cumprimento de sentença de obrigação de fazer promovida pela CPFL perante a primeira instância. O pedido de cumprimento poderá ser contestado pela ANEEL e, posteriormente, submetido ao crivo do Poder Judiciário. Na data destas informações contábeis ainda não há valores definidos no processo, ainda não sendo praticável sua estimativa consolidada.

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 18 de dezembro de 2025 e encontra-se disponível no site de Relações com Investidores da CPFL Energia em <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=N9OYV7oNnd3+x/cpghoJ6w==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ=&linguagem=pt> (Política de Gestão Corporativa de Riscos).

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 aos quais a Companhia está exposta são monitorados e reportados conforme abaixo, abrangendo, mas não se limitando aos riscos previstos conforme 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 de requisito de energia elétrica 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.

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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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, Integridade 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, Integridade e DPO e as áreas de negócio; com as seguintes principais 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 ao Comitê de Auditoria, órgão de assessoramento ao Conselho de Administração da CPFL Energia, avaliar e monitorar o aprimoramento da Política de Gestão Corporativa de Riscos. Ademais, desempenhando seu papel de órgão técnico, também avalia e monitora (i) os modelos de monitoramento de riscos, (ii) as exposições aos riscos mapeados, (iii) dos níveis de controles internos (incluindo sua eficácia), bem como orientar os trabalhos de auditoria interna. Estas atividades dão suporte ao Conselho de Administração no desempenho de seu papel estatutário relativo à gestão de riscos.

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.

Por sua vez, cabe ao diretor presidente conduzir com a Diretoria Executiva os negócios da Companhia e de suas subsidiárias e afiliadas dentro dos limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites.

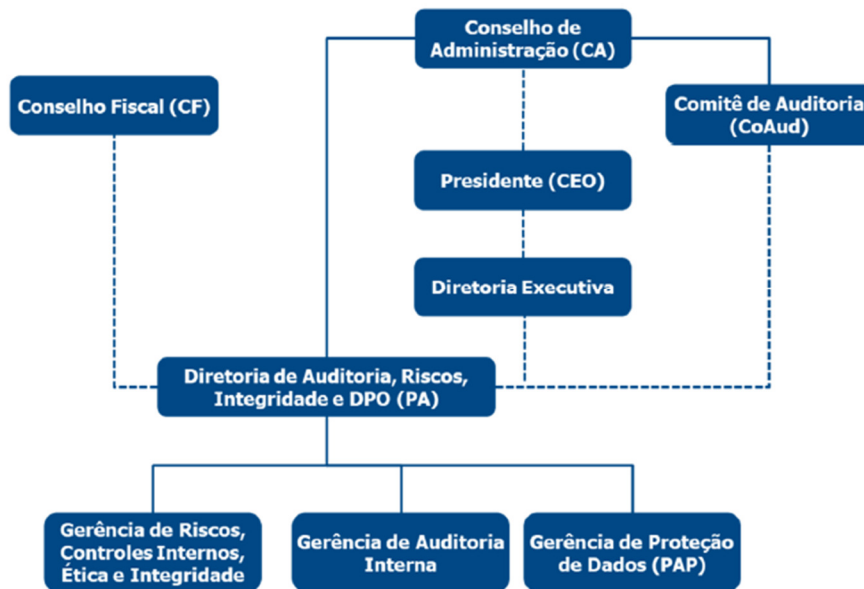
A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO, que é subordinada ao Conselho de Administração, é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvem a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto. Além disso, realiza tanto revisões regulares como ad hoc para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração da CPFL Energia.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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:



c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, por meio da atuação da Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Integridade 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 é realizado de forma eletrônica, sendo iniciado pelos gestores e concluído 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.

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-se que o ambiente de controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 é eficaz.

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 Integridade avalia o ambiente de controles internos para prover segurança razoável em relação à confiabilidade das informações financeiras e à adequada elaboração das 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 está sujeita ao risco de que os controles possam ser inadequados em decorrência de mudanças nas condições, bem como de que o grau de conformidade com esses procedimentos e políticas possa 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 Integridade acompanha a execução das ações pelos responsáveis e se certifica de que as exceções foram devidamente remediadas.

b. as estruturas organizacionais envolvidas

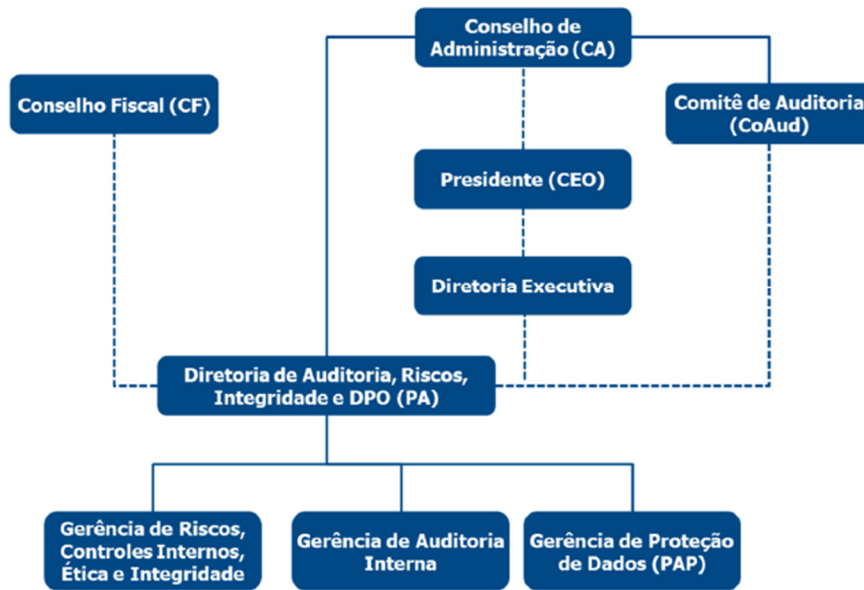
As áreas de negócio possuem responsabilidade primária para garantir a atualização da documentação dos processos de negócio sob sua responsabilidade sempre que houver alterações nas atividades de controle que possam comprometer o seu desenho e a sua eficácia.

A Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e Integridade 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.

As estruturas organizacionais relacionadas estão representadas na figura abaixo:

5.2 Descrição dos controles internos



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, Integridade 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 integridade.

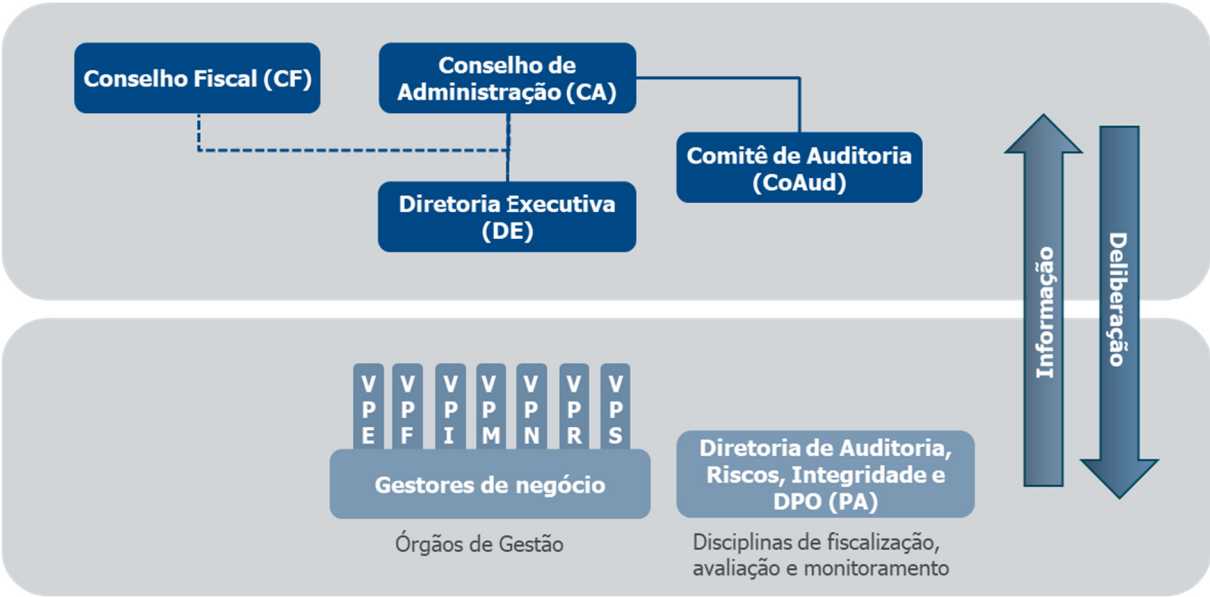
É de competência do Comitê de Auditoria da CPFL Energia certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, tomar conhecimento dos relatórios da auditoria interna e dos auditores independentes, 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:

- Apreciar 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 Integridade;
- Garantir a implantação de ações definidas pelos gestores a eles subordinados;
- Efetuar a certificação ascendente no período definido; e
- Promover 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.

5.2 Descrição dos controles internos

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade 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 relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

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 social encerrado em 31 de dezembro de 2025. Ainda assim, as demais deficiências identificadas são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade 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 conta com uma Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO, dotada de estrutura independente e autonomia, que reporta diretamente ao presidente, com reporte funcional à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração, atuando como segunda linha de defesa. No âmbito de suas atribuições, a diretoria mantém controles internos formalmente estabelecidos, periodicamente testados e avaliados pela Coordenação de Controles Internos, bem como um mapa de riscos corporativos, que contempla o risco específico de corrupção, monitorado periodicamente por meio de indicadores.

Adicionalmente, a Companhia mantém um Programa de Integridade robusto e devidamente implementado, sustentado pelo comprometimento e exemplo da alta administração, com o apoio das áreas de negócio, estruturado em 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 e 01 (um) membro externo e independente. 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, Integridade e Proteção de Dados e 01 (um) membro externo e independente, conforme previsto no Regulamento de Comitê de Ética;
- **Canal externo de ética:** empresa independente especializada no recebimento de registros éticos 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 ao 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):** este normativo 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. É aplicável a todos os colaboradores, clientes, fornecedores e/ou parceiros comerciais e partes relacionadas do Grupo CPFL. Amparada nos preceitos da conduta anticorrupção, e 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.

5.3 Programa de integridade

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;>

- **Plano de comunicação e treinamento:** além do estabelecimento das diretrizes de integridade, o Programa de Integridade conta com um plano estruturado de comunicação e treinamento, direcionado as partes interessadas. Esse plano contempla ações de capacitação, incluindo a integração de novos colaboradores, treinamentos obrigatórios – incluindo o aceite formal do Código de Conduta Ética e da Política Anticorrupção, além de ações focadas em áreas sensíveis, abrangendo equipes operacionais, lideranças, alta administração, stakeholders e demais públicos estratégicos, de forma proporcional aos riscos e às responsabilidades de cada grupo;
- **Compliance Risk Assessment (CRA):** processo estruturado e periódico de identificação, avaliação e priorização dos riscos de integridade aos quais o Grupo está exposto. Como resultado desse processo, é elaborada uma matriz que consolida os principais riscos identificados, considerando a natureza das atividades, os processos e os públicos envolvidos. Contempla, ainda, o estabelecimento de planos de ação para mitigação dos riscos, os quais são monitorados periodicamente quanto à sua implementação e efetividade. Os indicadores decorrentes desse processo integram o risco de corrupção atualmente contemplado no mapa de riscos estratégicos da Companhia, reforçando a integração entre a gestão de riscos de integridade e a gestão corporativa de riscos;
- **Sistema de Gestão Antissuborno e Anticorrupção:** o sistema de gestão integra o Programa de Integridade da Companhia e está estruturado de forma a assegurar a prevenção, a detecção e a resposta a riscos de corrupção e suborno. Esse sistema é submetido a auditorias internas e externas periódicas, realizadas anualmente, com o objetivo de avaliar a conformidade, a efetividade dos controles e a aderência às melhores práticas nacionais e internacionais. Desde 2022, o Sistema de Gestão Antissuborno e Anticorrupção é certificado pela norma ISO 37001, tendo sido recertificado com êxito em 2025.

O Programa de Integridade do Grupo CPFL é submetido, periodicamente, a auditorias externas independentes realizadas por organismo certificador acreditado. Em 2022, o programa obteve a certificação na norma ISO 37001 – Sistema de Gestão Antissuborno e Anticorrupção, a qual atesta a conformidade de seus processos, diretrizes e controles com padrões internacionais de integridade, governança e transparência. Em 2025, o programa foi submetido ao processo de recertificação, reafirmando a efetividade do sistema implementado e o elevado padrão com que o Grupo CPFL 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 Gerência de Riscos, Controles Internos, Ética e Integridade (área alocada na Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO do Grupo CPFL), e pelo Compliance Officer, função exercida pelo Diretor de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO, o qual tem reporte direto e independente ao Conselho de Administração.

Os principais indicadores de desempenho (KPIs) do Programa de Integridade são monitorados reportados periodicamente aos órgãos executivos e de governança da Companhia, incluindo a Diretoria Executiva, o Comitê de Auditoria e o Conselho de Administração, assegurando supervisão contínua, alinhamento estratégico e efetividade do programa.

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 que:

- 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 um membro externo e independente;

5.3 Programa de integridade

- 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 estão estabelecidos em regimento interno aprovado pela Diretoria Executiva da CPFL, por proposta do Comitê; e
- f) O Conselho de Administração 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, conforme determinado na matriz de pessoas sensíveis prevista em regulamento interno.

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. O referido normativo foi aprovado em Reunião do Conselho de Administração, e está disponível em ambiente de amplo e público acesso através do site institucional do Grupo CPFL, pelo link: <https://ri.cpfl.com.br/listgroup.aspx?idCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt>.

O Grupo CPFL conta, ainda, com o Código de Conduta Ética para Fornecedores, normativo derivado e sujeito ao Código de Conduta Ética do Grupo CPFL supramencionado, mas com 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. O documento 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 Código de Conduta Ética é aplicável a todos os colaboradores, gestores, administradores e executivos, que formalizam sua adesão por meio do aceite expresso do documento. Já o Código de Conduta Ética para Fornecedores é direcionado ao público externo de fornecedores, o relacionamento com o Grupo CPFL, conforme previsto na diretriz nº 13 "Responsabilidade pelo cumprimento dos valores e das diretrizes definidos no Código de Conduta Ética (Código)".

Nesse contexto, o Programa de Integridade, COMET e CPD atuam de forma integrada para monitorar a observância das diretrizes éticas do Grupo CPFL.

- **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", prevê a aplicação de medidas disciplinares como consequência de condutas não alinhadas ou praticadas em violação às suas diretrizes. Cabe ao COMET, após análise do relatório de investigação de denúncia, e a deliberação quanto à procedência, recomendar a aplicação de medida disciplinar ao(à) colaborador(a) denunciado(a). A dosimetria da medida é sugerida pelo Comitê, cabendo sua aplicação ser realizada em conformidade com os procedimentos previstos no 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. O documento está 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>.

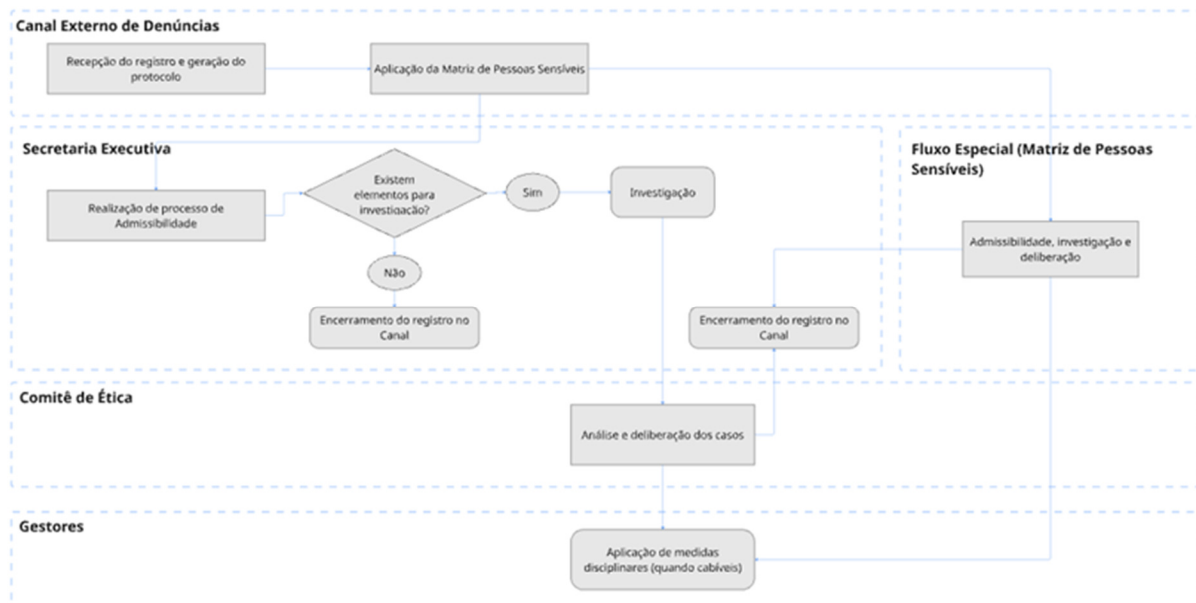
5.3 Programa de integridade

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 conta com uma plataforma externa e independente, operada pela empresa Aliant, contratada para recebimento de registros éticos (denúncias), conferindo confiabilidade, imparcialidade e garantia de sigilo às manifestações. O canal está disponível 24 horas por dia, todos os dias da semana, através do link: <https://www.canaldeetica.com.br/cpfl>, do e-mail: cpfl@canaldeetica.com.br e do telefone/WhatsApp: 0800 741 0029.

Segue abaixo figura exemplificativa e simplificada sobre como estão estruturados os principais pontos de tomada de decisão referente ao fluxo dos registros provenientes no Canal de Ética:



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.

iii. se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé

O Canal de Ética é uma plataforma externa, independente, que assegura a integridade, confidencialidade e proteção das informações registradas, bem como o anonimato dos usuários, quando assim desejado. Os registros são recepcionados por uma empresa independente e especializada, assegurando sigilo absoluto e o tratamento adequado. A plataforma não identifica o número de IP do computador que originou um registro no Canal, e dados como e-mail ou número de telefone não são compartilhados com a Companhia, garantindo o anonimato, salvo caso o próprio denunciante opte pela identificação. Adicionalmente, todo registro feito no Canal tem um número de identificação (protocolo) que permite ao usuário interagir com os investigadores e acompanhar status do registro e sua conclusão. Por fim, o Grupo CPFL veda expressamente qualquer prática de retaliação contra relatos realizados de boa-fé, conforme previsto no Código de Conduta Ética e na Política Anticorrupção, diretriz igualmente reforçada no sítio eletrônico em que o Canal está divulgado (link: <https://www.canaldeetica.com.br/cpfl/>).

iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

O Grupo CPFL possui um Comitê de Ética (COMET) e uma Comissão de Processamento de Denúncias (CPD) que o acessora, os quais contam com a participação de membros da alta administração e da Diretoria Executiva, assim como de membro externo e independente, e que foram implantados para gestão do processo de investigação e avaliação das denúncias recebidas através do Canal de Ética. Adicionalmente, desde 2022, o Sistema de Gestão

5.3 Programa de integridade

Antissuborno e Anticorrupção é certificado pela norma ISO 37001, tendo sido recertificado com êxito em 2025, conforme detalhado no item 5.3.a.i acima.

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 encerrado em 31 de dezembro de 2025, não houve alterações significativas nos riscos acompanhados pela Companhia, 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		
TOTAL	0	0.000				
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	Sim	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						
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				
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50	Ilhas Virgens (Britânicas)	Não	Não	20/03/2026		
Sim						
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						
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						
20.132.519.765	100,000	0	0,000	20.132.519.765	15,060	
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						
0	0,000	39.106.668.700	34,440	39.106.668.700	29,254	
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						
0	0,000	74.441.988.150	65,560	74.441.988.150	55,686	
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	113.548.656.850	100,000	133.681.176.615	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 INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED CO, LTD				18.022.960/0001-18		
STATE GRID CORPORATION OF CHINA						
000.000.000-00	China	Não	Sim	28/02/2024		
Sim						
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						
000.000.000-00	China	Não	Sim	31/07/2017		
Sim						
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	29/04/2026
Quantidade acionistas pessoa física	100.554
Quantidade acionistas pessoa jurídica	5.050
Quantidade investidores institucionais	1.192

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 ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. ("CPFL RENOVÁVEIS")	08.439.659/0001-50	51
CPFL Finanças	34.047.930/0001-12	100
CPFL Infra	08.971.542/0001-13	100
CPFL PLANALTO LTDA. ("CPFL PLANALTO")	02.150.562/0001-47	100
CPFL SERVIÇOS, EQUIPAMENTOS, INDÚSTRIA E COMÉRCIO S.A. ("CPFL SERVIÇOS")	58.635.517/0001-37	100

6.4 Participação em sociedades

Razão social	CNPJ	Participação do emisor (%)
CPFL Supri	34.049.289/0001-55	100
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	12.116.119/0001-03	100
CPFL TRANSMISSÃO S.A.	92.715.812/0001-31	30
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda. ("CPFL Pessoas")	34.050.376/0001-22	100
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A. ("CPFL RGE")	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:

- a. todos os controladores diretos e indiretos e, caso o emissor deseje, os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações
- b. principais controladas e coligadas do emissor
- c. participações do emissor em sociedades do grupo
- d. participações de sociedades do grupo no emissor
- e. principais sociedades sob controle comum



Data-base: 28/02/2026

Notas:

- (1) A CPFL RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
- (3) A Jaguari Geração possui participação de 4,15% na energia assegurada da UHE Luiz Eduardo Magalhães;
- (4) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
- (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 <https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=eih/7p4McSi83BrPfQFtxA==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==&linguagem=pt> link:

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 2025 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 aprimorar 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.

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

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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 cinco níveis: (i) pontos positivos - conforme o esperado e acima do esperado (média ponderada igual ou superior ao correspondente de 3,5 a 5); (ii) pontos de atenção (média ponderada entre ao correspondente de 2,5 a 3,4; e (iii) pontos de melhoria (média ponderada entre ao correspondente de 0 a 2,4).

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 2025.

c. regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Os administradores da Companhia deverão zelar pelo cumprimento das melhores práticas de governança corporativa adotadas, especialmente aquelas presentes no Código de Melhores Práticas do IBGC e as Diretrizes de Governança Corporativa. Nesse sentido, o administrador ou acionista que, por qualquer motivo, tiver interesse conflitante com o da organização em determinada deliberação deverá:

- Comunicar imediatamente o fato e abster-se de participar da discussão e da votação dessa matéria;
- Se estiver representando terceiros, através de instrumento de mandato dado por um administrador/acionista não conflitado com voto a ser proferido de maneira expressa, votar e abster-se de participar da discussão. Em caso de o mandatário também possuir conflito ou de o instrumento de mandato não constar explicitamente o voto a ser proferido, não deverá ser autorizado a participar e votar, ainda que representando terceiro.

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, em havendo ciência do conflito, qualquer outra pessoa deverá indicar o conflito e a pessoa conflitada deverá se afastar, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações.

Por fim, os Regimentos Internos do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, bem como as Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia, além de preverem a abstenção de qualquer membro conflitado, com conflito real ou potencial, também atribuem como dever do órgão a prevenção e administração das situações de conflito de interesses particulares de membros da administração e empregados, visando assegurar que o interesse da Companhia prevaleça sobre quaisquer outros.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

d. por órgão:

i. número total de membros, agrupados por identidade autodeclarada de gênero

Órgão da Administração	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder	Não se aplica
Diretoria	1	7	-	-	-	-
Conselho de Administração – Efetivos	2	5	-	-	-	-
Conselho de Administração – Suplentes	-	-	-	-	-	-
Conselho Fiscal – Efetivos	-	3	-	-	-	-
Conselho Fiscal – Suplentes	1	2	-	-	-	-
Total de membros	4	17	-	-	-	-

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	-	1	-	1	-
Conselho de Administração – Efetivos	1	2	-	-	-	4	-
Conselho de Administração – Suplentes	-	-	-	-	-	-	-
Conselho Fiscal – Efetivos	1	1	-	-	-	1	-
Conselho Fiscal – Suplentes	1	-	-	-	-	2	-
Total de membros	4	8	-	1	-	8	-

iii. número total de pessoas com deficiência, caracterizada nos termos da legislação aplicável

Órgão da Administração	Pessoas com deficiência	Pessoas sem deficiência	Prefere não responder
Diretoria	-	8	-
Conselho de Administração - Efetivos	-	7	-
Conselho de Administração - Suplentes	-	-	-
Conselho Fiscal - Efetivos	-	3	-
Conselho Fiscal - Suplentes	-	3	-
Total de membros	-	21	-

iv. número total de membros agrupados por outros atributos de diversidade que o emissor entenda relevantes

Órgão da Administração	Até 30 anos	De 31 a 50 anos	Acima de 50 anos	Prefere não responder
Diretoria	-	4	4	-
Conselho de Administração – Efetivos	-	2	5	-
Conselho de Administração – Suplentes	-	-	-	-
Conselho Fiscal – Efetivos	-	2	1	-
Conselho Fiscal – Suplentes	-	2	1	-
Total de membros	-	10	11	-

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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 do Grupo CPFL 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 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 24 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 56% 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://ri.cpfl.com.br/show.aspx?idCanal=F9FITaSfzd4tci7N0SkZrw==&linguagem=pt> /
<https://ri.cpfl.com.br/show.aspx?idCanal=Y8C60s6cKeFQ3M3E3xao4g==&linguagem=pt>.

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	Prefere não responder
Diretoria	1	7	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	2	5	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	0	3	0	0	0
Conselho Fiscal - Suplentes	1	2	0	0	0
TOTAL = 21	4	17	0	0	0

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Diretoria	1	5	0	1	0	0	1
Conselho de Administração - Efetivos	1	2	0	0	0	0	4
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	1	1	0	0	0	0	1
Conselho Fiscal - Suplentes	1	0	0	0	0	0	2
TOTAL = 21	4	8	0	1	0	0	8

Quantidade de membros - Pessoas com Deficiência

	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Diretoria	0	8	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	7	0
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	0	3	0
Conselho Fiscal - Suplentes	0	3	0
TOTAL = 21	0	21	0

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 elege, 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, podendo, a qualquer tempo e dentro dos limites estabelecidos no Regulamento Interno, criar Comissões para assessorá-lo. Até 25 de março de 2026, os 5 (cinco) comitês se denominavam: (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.

A partir de 25 de março de 2026, os 5 (cinco) comitês tiveram suas denominações alteradas e competências ajustadas com as práticas de governança corporativa e alinhados estrategicamente ao posicionamento do mercado, passando a serem denominados como: (i) Comitê de Auditoria, que possui regimento próprio; (ii) Comitê de Partes Relacionadas; (iii) Comitê de Nomeação e Remuneração; (iv) Comitê de Estratégia, Finanças e Regulação; e (v) Comitê de Segurança, Riscos e ESG.

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, com exceção do Comitê de Auditoria e Comitê de Partes Relacionadas, que não contam com membro suplente. 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.

O Comitê de Partes Relacionadas possui em sua composição maioria de membros independentes, de acordo com definição do Regulamento do Novo Mercado. 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, não contando com membro suplente em sua composição.

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=J8HIiToQoDPVrRjTkpvvRg==&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

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

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 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 Relações 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 do Comitê de Segurança, Risco 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, 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) Coimex Empreendimentos e Participações Ltda., uma sociedade gestora de investimentos (desde 2017); (iii) Vibra Agroindustrial S.A., uma companhia avícola (desde 2015); (iv) 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); (vi) INTER & CO, INC, uma companhia do setor financeiro (desde 2023); e (vii) GOL Linhas Aéreas Inteligentes S.A., uma empresa de aviação (desde 2025). 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. Antonio Kandir também é Membro do Comitê de Partes Relacionadas e do Comitê de Auditoria da CPFL Energia. Tendo sido Ministro do Planejamento e Orçamento desenvolveu competências em assuntos relacionados às mudanças climáticas, questões socioambientais e, inovação. 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. 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.										
Órgãos da Administração:											
Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato				
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		29/04/2025	Sim	16/02/2017				

Nome BRUNO VARELLA

CPF: 298.182.348-55

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Administrador

Data de Nascimento: 05/02/1980

Experiência Profissional:

Formado em administração de empresas pelo Ibmecc-SP, atual Insper, em 2002. Possui cerca de 20 anos de experiência em finanças corporativas e avaliação de empresas, tendo atuado em consultoria, boutique financeira, bancos de investimentos, corretoras e atualmente sócio fundador da Solana Capital. Bruno atuou entre 2005 e 2008 como analista de Corporate Finance em empresas como Vertice Finance, KPMG Corporate Finance e no Banco Fator, este último com maior foco em Advisory para fusões e aquisições de empresas. Também atuou entre 2007 e 2013 como analista de sellside dos bancos de investimento Bradesco BBI para os setores de petróleo e gás e agronegócios e pelo banco suíço UBS. Desde 2013 é analista e gestor de fundos de ações da Solana Capital, sendo responsável pelos investimentos nos setores de energia elétrica e saneamento, bancos, telecomunicações e tecnologia, agronegócios e distribuição de combustíveis, analisando investimentos tanto no Brasil, quanto na América Latina. 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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2026	Até AGO 2027	C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas		29/04/2026	Não	29/04/2025

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 (Beneficência 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 o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		29/04/2025	Sim	26/04/2024

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 30 anos de experiência em áreas como Digital, TI, Infraestrutura, Compras/Supplychain , 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, Europa, EUA 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. Definição, implementação e Gestão de todo processo de Cyber Segurança alinhado as melhores práticas mundiais. Definição, implementação e operacionalização de Gestão de Crise e Risco para toda área de tecnologia, infraestrutura e segurança (física e logica). Experiencia em implementação de BI's, Analytics e Inteligência Artificial em empresas e com impacto em processos e clientes. Estrategia de democratização de tecnologia para toda empresa envolvendo aplicações low code e com IA integrado. Treinamento no Insper para Turnaround de empresas com foco na gestão financeira associada aos ativos das empresas.

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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial	14/05/2025		09/05/2019

Nome

FUTAO HUANG

CPF:

239.777.588-37

Passaporte:

Nacionalidade:

China

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 Renováveis e Instituto CPFL.

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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	14/05/2025		13/05/2021
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Vice-Presidente Executivo Interino	14/05/2025		14/05/2025

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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria e Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027 / 2 anos - até nova eleição pela RCA	Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente		29/04/2025	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.

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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais	14/05/2025		09/05/2019

Nome KEDI WANG

CPF: 050.180.008-56

Passaporte: PE3090483

Nacionalidade: China

Profis são: Contadora

Data de Nascimento: 26/07/1979

Experiência Profissional:

Graduada na Universidade de Suffolk com mestrado em Ciências Contábeis em 2006. Ela também possui mestrado em artes pela Arizona State University e bacharelado pela Lanzhou University. A Sra. Kedi começou sua carreira em contabilidade pública. Ela trabalhou na Miller Wachman LLP de 2006 a 2009 como auditora sênior. Em 2009, ela ingressou na State Grid International Development Co., Ltd. como gerente do Departamento de Finanças. Ela trabalhou na National Grid Corporation das Filipinas de 2010 a 2013 como Consultora Financeira no Departamento do Tesouro. De 2014 a 2021, a Sra. Wang atuou no departamento de Finanças e de 2021 a 2024 no departamento de Investimentos e Financiamento da State Grid International Development Co., Ltd, ambos na função de chefe de departamento. A Sra. Wang recebeu certificados do Instituto Americano de Contador Público Certificado (AICPA) e do Instituto Americano de Analista Financeiro Credenciado (CFA). Ela tem mais de 15 anos de experiência em contabilidade pública, relatórios financeiros, orçamento, tesouraria, gestão tributária, bem como fusões e aquisições. A Sra. Wang tem intenso conhecimento e experiência de trabalho no setor de serviços públicos, pois desempenhou um papel importante na aquisição e operação de uma variedade de investimentos em energia elétrica e ativos de energia no Brasil, Austrália, Filipinas, Itália, Portugal e Chile.

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 o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	07/11/2024
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição por RCA	Diretor Presidente / Diretor de Relações com Investidores		14/05/2025		14/05/2025

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. Kursou 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; foi Membro do Conselho de Administração da CPFL Transmissão; Membro do Conselho de Administração do Instituto CPFL, atuando na deliberação de ações sociais e culturais; Coordenou a aplicação de nova tecnologia integrada nos Centros de Operação das distribuidoras da CPFL para controle, operação e despacho e coordena a aplicação de medidores inteligentes nas distribuidoras da CPFL. 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 socioeconômicos.

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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas	14/05/2025		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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2026	Até AGO 2027	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		29/04/2026	Sim	30/04/2021

Nome

MINGMING CHEN

CPF:

093.155.958-82

Passaporte:

Nacionalidade:

China

Profis são:

Economista

Data de Nascimento:

24/08/1986

Experiência Profissional:

O Sr. Chen é diretor financeiro da State Grid Brazil Holding (SGBH) desde abril de 2025. Antes de ingressar na SGBH, foi vice-diretor financeiro da Jemena, uma rede líder de gás e energia na Austrália, na qual a State Grid International Development (SGID) detém 60% de participação. O Sr. Chen ocupou vários cargos de liderança na equipa de Investimento e Financiamento da SGID, onde executou mais de US\$ 20 bilhões em investimentos no setor de energia na América Latina, Ásia-Pacífico e Europa, incluindo o investimento da SGID na CPFL. Ele tem mais de 15 anos de experiência profissional em gestão financeira, controlo interno, fusões e aquisições, mercado de capitais e financiamento de projetos. O Sr. Chen é bacharel em Economia Aplicada pelo Instituto de Tecnologia de Harbin e mestre em Economia pela Universidade de Ciência e Tecnologia de Hong Kong. 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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2026	Até AGO 2027	C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador		29/04/2026	Sim	29/04/2026

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 20 anos de experiência com investimentos em empresas listadas e de capital fechado, Rafael investiu em mais de 80 empresas no Brasil, possuindo 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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2026	Até AGO 2027	C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas		29/04/2026	Não	26/04/2024

Nome ROBERTO SARTORI **CPF:** 916.517.430-53 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro Elétrico **Data de Nascimento:** 16/01/1978

Experiência Profissional: Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Ijuí/RS (UNIJUÍ) em 1999 e em Engenharia de Segurança pela Universidade de Passo Fundo/RS (UPF) em 2005. Possui Especialização em Planejamento de Sistemas Elétricos pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (2002), em Gestão Estratégica pela Universidade de Passo Fundo/RS (2003) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria pela FGV (2013), além de formação como Conselheiro de Administração pelo IBGC (2022). Iniciou sua trajetória profissional em 1996 como trainee no Departamento Municipal de Energia de Ijuí/RS. Em 2015, foi Presidente do COPERGS – Comitê de Planejamento Energético do Estado do Rio Grande do Sul. Atua na CPFL desde 1999, tendo iniciado na CPFL RGE, onde ocupou posições de Gerente de equipes operacionais de campo, segurança, obras de distribuição e transmissão, além de relacionamento institucional com municípios e governo. Em 2015, exerceu a função de Presidente Interino da CPFL RGE. Em 2016, assumiu o cargo de Diretor Comercial das distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e CPFL RGE, posição que ocupou até maio de 2019, quando foi nomeado Presidente da CPFL Paulista. Desde agosto de 2025, ocupa a Vice-Presidência de Transmissão e Serviços da CPFL Energia. 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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	13/08/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios	13/08/2025		13/08/2025

Nome RUIJUAN LI

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 Supervisora de Marketing (2006-2010), Especialista Administrativo (2010-2012) e Contador de Infraestrutura de Engenharia (2012-2017) para a State Grid Gu Yuan Electric Power Company. De 2017 a 2018 foi Especialista no Departamento de Auditoria da State Grid International Development Limited. Desde 2019, é Supervisora de Orçamento e Supervisora Tributária no Departamento de Finanças e Patrimônio da State Grid Brazil Holding. Desde 2022, é Diretora Adjunta do Departamento de Finanças e Patrimônio da State Grid Brazil Holding. Desde 2022, é Diretora Adjunta e Gerente da Divisão Geral do Departamento de Gerenciamento de Projetos da State Grid Brazil Holding.

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 o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2026	Até AGO 2027	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		29/04/2026	Sim	30/04/2021

Nome SUN PENG

CPF: 000.000.000-00

Passaporte: PE3063260

Nacionalidade: China

Profis são: Administrador

Data de Nascimento: 16/01/1973

Experiência Profissional:

Com mestrado em Automação e Proteção de Sistemas de Energia, Sun Peng formou-se na North China Electric Power University. Em sua carreira de mais de 30 anos, ele trabalhou no Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica e no Centro de Despacho da província de Hubei, e posteriormente na ALSTOM, no Reino Unido. Desde 2007, ocupa cargos de alta gestão, tendo sido vice-diretor de vários departamentos da State Grid Hubei Electric Power Company, incluindo Gestão Geral, Rede Inteligente e Tecnologia & Inovação. Entre 2013 e 2016, foi CEO da Suizhou Power Supply Company. De 2016 a 2023, atuou como vice-CEO e membro do Conselho de Administração da SGSP Assets Pty, na Austrália. Entre 2023 e 2025 foi CEO 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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2026	Até AGO 2027	Presidente do Conselho de Administração		29/04/2026	Sim	16/10/2025

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 em 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. Profissional com mais de 30 anos de carreira e sólidos conhecimentos sobre o setor elétrico brasileiro, com participação em 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, AXIA (antiga 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 até 2021, quando assumiu a posição de Diretor adjunto de Planejamento Estratégico e Desenvolvimento de Negócios. Em 2026, retornou ao Departamento Financeiro, na posição de Diretor adjunto. Dentre as atividades no grupo State Grid, destaque para liderança de temas relevantes como o plano de negócios e gestão financeira do projeto do bipolo Xingu Rio, captação de recursos de mais de 5 bilhões de reais para financiar o referido projeto com investimentos de quase 9 bilhões de reais e elaboração do plano estratégico do grupo, bem como atualizações anuais, 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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2026	Até AGO 2027	C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador		29/04/2026	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, 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 (CNPJ) e Conselheiro Independente pelo IBGC. Executivo com mais de 25 anos de experiência na área financeira e no setor elétrico. Iniciou sua carreira como auditor contábil na Arthur Andersen / Deloitte onde atuou por 4 anos antes de ingressar na CPFL Energia. Ingressou na CPFL Energia em 2003, 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 e eleito Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios em janeiro de 2020, sendo responsável por projetos de M&A, bem como foi responsável pelos Negócios de Transmissão da CPFL Energia entre 2024 e 2025. Atualmente, ocupa a posição de Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado da CPFL Energia.

Dentre os destaques de sua carreira no Grupo CPFL estão o projeto de 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.

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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	13/08/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Outros Diretores	Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado	13/08/2025		13/08/2025

Nome YUSHENG WANG

CPF: 065.610.287-08

Passaporte:

Nacionalidade: China

Profis são: Engenheiro

Data de Nascimento: 16/05/1976

Experiência Profissional:

O Sr. Yusheng Wang é Vice-Presidente da State Grid Brazil Holding desde 2021. Ele é engenheiro sênior com pós-graduação em Engenharia de Sistemas de Energia pela Universidade de Ciência e Tecnologia de Huazhong, China. Ele tem uma vasta experiência no gerenciamento e liderança de operações e manutenção de HVAC, HVDC e UHVDC. Ingressou na State Grid Brazil Holding em 2019 como Engenheiro-Chefe e chefiou o Departamento de Operação e Manutenção de UHV, liderando a operação da XRTE. O Sr. Wang Yusheng liderou as questões ESG na SGBH de 2021 a 2024. Iniciou a adesão ao Pacto Global das Nações Unidas e iniciativas relacionadas, continuou a promover a conservação de energia e começou a mapear as emissões da empresa por meio do Inventário de Gases de Efeito Estufa, implementando medidas para reduzir as emissões de GEE, implementou iniciativas de tratamento e reciclagem de resíduos, projetos de responsabilidade social, emitiu o primeiro título verde da empresa e liderou a SGBH conquistou o Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol em três anos consecutivos.

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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Até AGO 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	29/04/2025

Nome ZHONGHUA WEI

CPF: 000.000.000-00

Passaporte: PE3167757

Nacionalidade: China

Profis são: Especialista em gestão de informação e sistemas de informação

Data de Nascimento: 07/03/1980

Experiência Profissional: Formado em Gestão da Informação e Sistemas de Informação pela Universidade de Finanças e Economia de Dongbei em 2002 e mestre em Gestão Económica Pública e Finanças pela Universidade de Birmingham em 2005. O Sr. Wei Zhonghua é atualmente vice-presidente executivo da State Grid Chile Holding SpA. e diretor técnico e membro do conselho da Chilquinta Energia S.A. no Chile. Sr. Wei tem mais de 20 anos de experiência profissional no setor de energia elétrica, com uma sólida base em operações de fornecimento de energia e ampla experiência em governança corporativa, gestão estratégica e liderança executiva. Ao longo de sua carreira na State Grid, ele ocupou vários cargos de liderança multifuncionais nos níveis municipal e provincial, demonstrando amplas capacidades gerenciais e um profundo conhecimento das operações de serviços públicos e dos ambientes regulatórios. Sr. Wei atuou anteriormente como Diretor Geral da State Grid Huludao Power Supply Company, onde era responsável pelas operações comerciais gerais. Nos últimos dois anos, o Sr. Wei liderou o grupo de empresas da Chilquinta durante um período de crescimento constante do desempenho e melhoria operacional. Sob a sua liderança, a empresa reforçou a qualidade do serviço ao cliente, melhorou a confiabilidade do fornecimento de energia e acelerou o desenvolvimento de novas iniciativas comerciais. 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. 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2026	Até AGO 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2026	Sim	04/03/2026

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, 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) Coimex Empreendimentos e Participações Ltda., uma sociedade gestora de investimentos (desde 2017); (iii) Vibra Agroindustrial S.A., uma companhia avícola (desde 2015); (iv) 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); (vi) INTER & CO, INC, uma companhia do setor financeiro (desde 2023); e (vii) GOL Linhas Aéreas Inteligentes S.A., uma empresa de aviação (desde 2025). 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. Antonio Kandir também é Membro do Comitê de Partes Relacionadas e do Comitê de Auditoria da CPFL Energia. Tendo sido Ministro do Planejamento e Orçamento desenvolveu competências em assuntos relacionados às mudanças climáticas, questões socioambientais e, inovação. 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. 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	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria não Estatuário	Membro do Comitê (Coordenador)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA			14/05/2025	12/05/2022
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Partes Relacionadas		14/05/2025	14/05/2025

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.

Possui forte qualificação voltada para o tema ESG. Participou do processo de Inclusão da CPFL Energia nos índices de Sustentabilidade do mercado financeiros local e global, tais como: ISE B3, ICO2, MSCI, FTSE4Good, Sustainalytics. Atua no cargo de membro efetivo do Comitê de Sustentabilidade da CPFL Energia e apresentou em diversos eventos ESG aos analistas e fundos de investimentos do mercado de capitais local e internacional. Em 2019 ocupou a Diretoria de Relações com Investidores, 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. Em 2026 assumiu a Diretoria de Comunicação Corporativa e Relações institucionais.

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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Finanças e Regulação		25/03/2026	25/03/2026

Nome:CLAUDIA ELISA DE PINHO SOARES

CPF:005.639.287-78

Passaporte:

Nacionalidade:Brasil

Profissão:Administra dora

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, Kellog, 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 (Beneficência 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 o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. 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	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria não Estatuário	Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA			14/05/2025	14/05/2025
Outros Comitês		Membro do Comitê (Coordenador)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Partes Relacionadas		14/05/2025	14/05/2025

Nome: GUSTAVO ESTRELLA

CPF: 037.234.097-09

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profissão: 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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Segurança, Risco e ESG		25/03/2026	25/03/2026

Nome:

HONG ZHA

CPF:

901.182.268-43

Passaporte:

Nacionalidade:

China

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.

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 o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Nomeação e Remuneração		25/03/2026	25/03/2026
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Partes Relacionadas		25/03/2026	25/03/2026

Nome: JUN QI

CPF: 900.741.938-21

Passaporte:

Nacionalidade: China

Profissão: Economista

Data de Nascimento: 18/11/1972

Experiência Profissional:

Formou-se em economia pela Universidade de Finanças e Economia de Tianjin. O executivo acumulou experiência em gestão corporativa ao longo de mais de 25 anos trabalhando nas subsidiárias da State Grid, como chefe/gerente nos setores de negócios de finanças e logística/compras da Tianjin Binhai Electric Power Company de 1994 a 2008, vice-diretor/gerente do departamento de Desenvolvimento de Negócios e Estratégia da State Grid International Development Co., Ltd,(SGID) de 2008 a 2012 e de janeiro de 2020 a março de 2022. Organizou e participou de inúmeros projetos de novos negócios (M&A e green field) desde que a SGID foi criada em 2008. Suas realizações incluem liderar o primeiro projeto de M&A na Europa, garantir o primeiro investimento âncora em um IPO de negócios de energia renovável e iniciar o primeiro investimento em mineração na América do Sul para a SGID. De maio de 2012 a dezembro de 2019, exerceu a função de chefe do departamento de Desenvolvimento de Negócios da REN (Redes Energéticas Nacionais, Portugal), realizando o 1º projeto internacional e o 1º projeto de M&A nacional da empresa. Em abril de 2022, assumiu o cargo de Diretor Executivo Comercial Adjunto da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A, tornando-se membro do Comitê de Partes Relacionadas da Companhia em 12 de maio de 2022. Atualmente, é membro do Comitê de Estratégia, Finanças e Regulação da Companhia.

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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Finanças e Regulação		25/03/2026	25/03/2026

Nome: MINGZHI HAN

CPF: 240.791.968-81

Passaporte:

Nacionalidade: China

Profissão: Financista

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 desde 2019 ocupa a posição Diretora Financeira e de Relacionamento com Investidores da CPFL Piratininga, posição que também ocupa na CPFL Transmissão desde 2025.

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 o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Segurança, Risco e ESG		25/03/2026	25/03/2026

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. Desde 2009 na CPFL Energia, Rafael atuou em diferentes posições gerenciais. Inicialmente como 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. Em 2014 assume 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. De 2019 a 2024, Rafael atuou como Diretor Comercial das Distribuidoras da CPFL, passando a ser responsável por todo o relacionamento com os clientes, incluindo o atendimento, Ouvidoria e a experiência do cliente (com ações de digitalização), o faturamento, a gestão de inadimplência e a gestão de perdas comerciais. De 2024 a 2025 Rafael ocupou a posição de Diretor Presidente da CPFL Piratininga e da CPFL Santa Cruz, dirigindo a operação dessas 2 distribuidoras para assegurar a entrega do serviço aos clientes e do resultado da gestão dos ativos, custos e investimentos, além de representar institucionalmente essas empresas sob sua liderança. Atualmente, Rafael é o Diretor Presidente da CPFL Paulista, a maior operação do Grupo CPFL. Além das funções executivas na CPFL, Rafael também atuou em órgãos de governança: foi membro do Conselho Fiscal do Instituto CPFL e foi membro do Comitê de Gestão de Recursos Humanos e é membro do Comitê de Estratégia, Finanças e Regulação, órgão interno de assessoria ao Conselho de Administração. 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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Finanças e Regulação		25/03/2026	25/03/2026

Nome:RENATO POVIA SILVA**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 e gestão de pessoas (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.

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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Segurança, Risco e ESG		25/03/2026	25/03/2026

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).

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. 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	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria não Estatutário	Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	2 anos - até nova eleição pela RCA			14/05/2025	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 Sirol iniciou sua carreira no setor de energia em 2001 como Gerente de Meio Ambiente na Duke Energy. Ingressou na CPFL Energia como Gerente de Meio Ambiente em 2008 e em 2011 assumiu a Diretoria de Meio Ambiente. Em 2015, foi criada a Direção de Sustentabilidade, tendo o seu âmbito alargado à área da sustentabilidade (estratégia social e de sustentabilidade). É formado em Oceanografia pela Universidade Federal do Rio Grande. É Mestre e Doutor em Ciência Animal pela Universidade Federal de Viçosa, e tem dois MBAs, ambos pela Fundação Getúlio Vargas: Estratégia e Gestão de Pessoas. Em 2014 concluiu o pós-MBA em Inovação pela HSM e, em 2017, formou-se no The Prince of Wales's Business & Sustainability Programme pela Universidade de Cambridge. Desde 2013, é membro do Conselho de Administração da ENERCAN, CERAN e Foz do Chapecó e foi Presidente do Conselho de Administração da Rede Brasil do Pacto Global entre 2020 e 2023. Em 2023, foi reconhecido como SDG Pioneer pelo Pacto Global no Brasil, por suas conquistas como líder em licenciamento e gestão ambiental, bem como em sustentabilidade e negócios responsáveis. 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.

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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Nomeação e Remuneração		25/03/2026	25/03/2026

Nome: SUN PENG

CPF: 000.000.000-00

Passaporte: PE3063260

Nacionalidade: China

Profissão: Administrador

Data de Nascimento: 16/01/1973

Experiência Profissional:

Com mestrado em Automação e Proteção de Sistemas de Energia, Sun Peng formou-se na North China Electric Power University. Em sua carreira de mais de 30 anos, ele trabalhou no Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica e no Centro de Despacho da província de Hubei, e posteriormente na ALSTOM, no Reino Unido. Desde 2007, ocupa cargos de alta gestão, tendo sido vice-diretor de vários departamentos da State Grid Hubei Electric Power Company, incluindo Gestão Geral, Rede Inteligente e Tecnologia & Inovação. Entre 2013 e 2016, foi CEO da Suizhou Power Supply Company. De 2016 a 2023, atuou como vice-CEO e membro do Conselho de Administração da SGSP Assets Pty, na Austrália. Entre 2023 e 2025 foi CEO 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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Nomeação e Remuneração		25/03/2026	25/03/2026
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Segurança, Risco e ESG		25/03/2026	25/03/2026

Nome:YUSHENG WANG

CPF:065.610.287-08

Passaporte:

Nacionalidade:China

Profissão:Engenheiro

Data de Nascimento:16/05/1976

Experiência Profissional:

O Sr. Yusheng Wang é Vice-Presidente da State Grid Brazil Holding desde 2021. Ele é engenheiro sênior com pós-graduação em Engenharia de Sistemas de Energia pela Universidade de Ciência e Tecnologia de Huazhong, China. Ele tem uma vasta experiência no gerenciamento e liderança de operações e manutenção de HVAC, HVDC e UHVDC. Ingressou na State Grid Brazil Holding em 2019 como Engenheiro-Chefe e chefiou o Departamento de Operação e Manutenção de UHV, liderando a operação da XRTE. O Sr. Wang Yusheng liderou as questões ESG na SGBH de 2021 a 2024. Iniciou a adesão ao Pacto Global das Nações Unidas e iniciativas relacionadas, continuou a promover a conservação de energia e começou a mapear as emissões da empresa por meio do Inventário de Gases de Efeito Estufa, implementando medidas para reduzir as emissões de GEE, implementou iniciativas de tratamento e reciclagem de resíduos, projetos de responsabilidade social, emitiu o primeiro título verde da empresa e liderou a SGBH conquistou o Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol em três anos consecutivos.

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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Segurança, Risco e ESG		25/03/2026	25/03/2026

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 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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Finanças e Regulação		25/03/2026	25/03/2026

Nome:

ZHANG LI

CPF:

239.777.658-84

Passaporte:

Nacionalidade:

China

Profissão:

Especialista em Tecnologia da Automação

Data de Nascimento:

11/06/1983

Experiência Profissional:

Formou-se na Universidade Xi'an Jiaotong e na Universidade Siegen (Alemanha) com mestrado em tecnologia de automação em 2011. De 2011 a 2012, atuou como assistente de treinamento no Centro de Treinamento da State Grid Shaanxi Electric Power Company, enquanto de 2012 a 2016, ocupou o cargo de especialista em RH na mesma empresa, sendo responsável por gerenciar as necessidades de desenvolvimento e alocação de pessoal, supervisionar os processos de desenvolvimento e avaliação de pessoal, cuidar da gestão das relações trabalhistas, além de contribuir para a estrutura organizacional e salarial. desenvolvimento dentro da empresa. De 2017 a 2023, atuou como assistente do diretor de RH na Empresa CPFL prestando suporte ao Diretor em diversas áreas, incluindo gestão salarial e previdenciária, gestão de estrutura organizacional, gestão de avaliação de desempenho e assim por diante. Desde 2023, atuou como assessor do Vice-Presidente Executivo, participando ativamente nos processos de tomada de decisão de nível estratégico e contribuindo com expertise em recursos humanos e outras funções de gestão relacionadas.

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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Nomeação e Remuneração		25/03/2026	25/03/2026
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Segurança, Risco e ESG		25/03/2026	25/03/2026

Nome: ZHONGHUA WEI

CPF: 000.000.000-00

Passaporte: PE3167757

Nacionalidade: China

Profissão: Especialist
a em
gestão de
informação
e sistemas
de
informação

Data de Nascimento: 07/03/1980

Experiência Profissional:

Formado em Gestão da Informação e Sistemas de Informação pela Universidade de Finanças e Economia de Dongbei em 2002 e mestre em Gestão Económica Pública e Finanças pela Universidade de Birmingham em 2005. O Sr. Wei Zhonghua é atualmente vice-presidente executivo da State Grid Chile Holding SpA. e diretor técnico e membro do conselho da Chilquinta Energia S.A. no Chile. Sr. Wei tem mais de 20 anos de experiência profissional no setor de energia elétrica, com uma sólida base em operações de fornecimento de energia e ampla experiência em governança corporativa, gestão estratégica e liderança executiva. Ao longo de sua carreira na State Grid, ele ocupou vários cargos de liderança multifuncionais nos níveis municipal e provincial, demonstrando amplas capacidades gerenciais e um profundo conhecimento das operações de serviços públicos e dos ambientes regulatórios. Sr. Wei atuou anteriormente como Diretor Geral da State Grid Huludao Power Supply Company, onde era responsável pelas operações comerciais gerais. Nos últimos dois anos, o Sr. Wei liderou o grupo de empresas da Chilquinta durante um período de crescimento constante do desempenho e melhoria operacional. Sob a sua liderança, a empresa reforçou a qualidade do serviço ao cliente, melhorou a confiabilidade do fornecimento de energia e acelerou o desenvolvimento de novas iniciativas comerciais.

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. 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Estratégia, Finanças e Regulação		25/03/2026	25/03/2026
Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	25/03/2026	2 anos - até nova eleição pela RCA	Comitê de Nomeação e Remuneração		25/03/2026	25/03/2026

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 31/12/2025			
<u>Administrador do Emissor</u>			
FUTAO HUANG	239.777.588-37	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	N/A	Estrangeiro(a) - China	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Vice-Presidente Executivo	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
KEDI WANG	050.180.008-56	Subordinação	Controlador Direto
Diretora Vice-Presidente Financeira e de Relações com Investidores	N/A	Estrangeiro(a) - China	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretora Executiva	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

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 31/12/2024			
<u>Administrador do Emissor</u>			
DAOBIAO CHEN	239.983.548-40	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Estrangeiro(a) - China	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
FUTAO HUANG	239.777.588-37	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	N/A	Estrangeiro(a) - China	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Vide-Presidente Executivo	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
KEDI WANG	050.180.008-56	Subordinação	Controlador Direto
Diretora Vice-Presidente Financeira e de Relações com Investidores	N/A	Estrangeiro(a) - China	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretora Executiva	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

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			
<u>Administrador do Emissor</u>			
DAOBIAO CHEN	239.983.548-40	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Estrangeiro(a) - China	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
FUTAO HUANG	239.777.588-37	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Vice-Presidente de Estratégia, Inovação e Excelência de Negócio	N/A	Estrangeiro(a) - China	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
STATE GRID BRAZIL POWER PARTICIPAÇÕES S.A.	26.002.119/0001-97		
Vice-Presidente Executivo	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

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, conselheiros fiscais e qualquer pessoa física que tenha poderes de representação (Directors & Officers Liability Insurance; D&O) com a Chubb Seguros Brasil S.A, com importância segurada no valor de R\$ 150.000 mil. O custo líquido do seguro é de R\$ 299 mil.

O período de vigência do D&O contratado vai até 30/05/2027 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% ou que possa eleger e nomear a maior parte dos membros do Conselho de Administração e/ou Diretoria.

Ademais, é contratada 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 mil para mercado de capitais. Não há cobertura para reclamações de mercado de capitais para EUA e Canadá. Além disso, é contratada a cobertura adicional para responsabilidade civil ambiental por danos causados ao meio ambiente e a terceiros. 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	26/04/2024	93,10% em AGO 93,15% em AGE
AGOE	29/04/2025	93,26% em AGO 93,37% em AGE
AGOE	29/04/2026	93,79% em AGO 93,82% 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.

A Vice-Presidente Financeira e de Relações com Investidores da Companhia é também membro do Conselho de Administração da Companhia e, portanto, está presente nas reuniões do órgão, 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, bem como 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, que delineiam o conjunto de práticas de governança adotadas pela CPFL Energia.

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.

7.8 Outras informações relevantes

Em 2025, a Companhia completou 21 anos da abertura de seu capital na B3. Com mais de 110 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 Energia 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 29 de abril de 2025. 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.

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 Relações com Investidores da Companhia: www.cpfl.com.br/ri (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 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 conhecimento do Conselho de Administração.

8.1 Política ou prática de remuneração

iii. com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor

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 era assessorado, até 25 de março de 2026, 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; e (v) Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG, sendo que o Comitê de Auditoria possui Regimento Interno próprio.

Os Comitês de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG; de Pessoas; de Finanças e Gestão de Riscos; e de Partes Relacionadas possuíam 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

A partir de 25 de março de 2026, mediante aprovação pelo Conselho de Administração e de acordo com a alteração do Regulamento Interno dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia, o Conselho de Administração da Companhia passou a ser assessorado por 5 (cinco) comitês, sendo eles: (i) Comitê de Auditoria; (ii) Comitê de Partes Relacionadas; (iii) Comitê de Nomeação e Remuneração; (iv) Comitê de Estratégia, Finanças e Regulação; e (v) Comitê de Segurança, Riscos e ESG.

Os Comitês de Partes Relacionadas; Nomeação e Remuneração; Estratégia, Finanças e Regulação; e Segurança, Riscos e ESG possuem em sua composição alguns membros do Conselho de Administração, não sendo paga remuneração adicional pelo desempenho dessa função.

- 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.

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**

2025	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100,00%	100,00%	37,10%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	7,70%
Outros	-	-	0,00%
Incentivos de curto prazo	-	-	27,70%
Incentivos de longo prazo	-	-	27,50%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

2024	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100,00%	100,00%	38,80%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	7,80%
Outros	-	-	0,00%
Incentivos de curto prazo	-	-	28,90%
Incentivos de longo prazo	-	-	24,50%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

2023	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100,00%	100,00%	32,90%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	6,50%
Outros	-	-	0,00%
Incentivos de curto prazo	-	-	29,80%

8.1 Política ou prática de remuneração

Incentivos de longo prazo	-	-	30,80%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

- sua metodologia de cálculo e de reajuste**

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 ASG**

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.

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 não remunerados exercem outra função no grupo ou são indicados e remunerados pelo acionista controlador. Ainda, existem também membros do Conselho Fiscal, que renunciam à sua remuneração.

d. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Há membros do Conselho de Administração 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 31/12/2026 - 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	1.005.600,00	10.707.131,07	416.490,84	12.129.221,91
Benefícios direto e indireto	0,00	1.620.700,38	0,00	1.620.700,38
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	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	8.851.447,65	0,00	8.851.447,65
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	7.466.406,78	0,00	7.466.406,78
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	Outros refere-se a LTI.	N/A	
Pós-emprego	0,00	971.111,89	0,00	971.111,89
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-2026-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-2026-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-2026-CVM/SEP.	
Total da remuneração	1.005.600,00	29.616.797,77	416.490,84	31.038.888,61

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2025 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	7,75	3,00	17,75
Nº de membros remunerados	2,00	5,75	2,00	9,75
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	895.252,00	9.219.409,01	377.316,60	10.491.977,61
Benefícios direto e indireto	0,00	1.081.778,24	0,00	1.081.778,24
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	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	6.897.890,32	0,00	6.897.890,32
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	6.843.920,67	0,00	6.843.920,67
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	Outros refere-se a LTI.	N/A	
Pós-emprego	0,00	820.957,15	0,00	820.957,15
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-2026-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-2026-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-2026-CVM/SEP.	
Total da remuneração	895.252,00	24.863.955,39	377.316,60	26.136.523,99

Remuneração total do Exercício Social em 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	789.490,16	8.966.996,61	363.900,84	10.120.387,61
Benefícios direto e indireto	3.156,24	1.028.896,51	0,00	1.032.052,75
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	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	6.677.289,40	0,00	6.677.289,40
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	5.680.087,62	0,00	5.680.087,62
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	Outros refere-se a LTI.	N/A	
Pós-emprego	0,00	778.990,45	0,00	778.990,45
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-2026-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-2026-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-2026-CVM/SEP.	
Total da remuneração	792.646,40	23.132.260,59	363.900,84	24.288.807,83

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	831.275,20	8.785.110,09	359.028,68	9.975.413,97
Benefícios direto e indireto	0,00	1.038.720,66	0,00	1.038.720,66
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	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	7.977.650,43	0,00	7.977.650,43
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	8.227.902,86	0,00	8.227.902,86
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	Outros refere-se a LTI.	N/A	
Pós-emprego	0,00	698.411,54	0,00	698.411,54
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-2026-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-2026-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-2026-CVM/SEP.	
Total da remuneração	831.275,20	26.727.795,58	359.028,68	27.918.099,46

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2026

	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		6638585,74		6.638.585,74
Valor máximo previsto no plano de remuneração		13277171,48		13.277.171,48
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		8851447,65		8.851.447,65
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: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros		7,75		7,75
N° de membros remunerados		5,75		5,75
Esclarecimento				
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração		5173417,74		5.173.417,74
Valor máximo previsto no plano de remuneração		10346835,48		10.346.835,48
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		6897890,32		6.897.890,32
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		6897890,32		6.897.890,32
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: 31/12/2024

	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		5007967,05		5.007.967,05
Valor máximo previsto no plano de remuneração		10015934,10		10.015.934,10
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		6677289,40		6.677.289,40
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		6677289,40		6.677.289,40
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
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		5983237,82		5.983.237,82
Valor máximo previsto no plano de remuneração		11966475,65		11.966.475,65
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas		7977650,43		7.977.650,43
Valor efetivamente reconhecido no exercício social		7977650,43		7.977.650,43
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**

Não aplicável, tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações.

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**

Não aplicável, tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações.

8.11 Ações entregues

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que o plano de incentivo de longo prazo não prevê efetiva entrega de ações.

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

Valores mobiliários de emissão da Companhia - 31/12/2025			
Órgão	Ações ordinárias		
	Diretamente	Indiretamente	Total
Diretoria Estatutária	500	-	500
Conselho de Administração	-	-	-
Conselho Fiscal	-	-	-

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.

(Valores em R\$)

a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	8,00	
c. Número de membros remunerados	5,00	0,00
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\$ 4.873.324,17	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\$ 844.324,77	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 vesting).	

* Valores já atualizados monetariamente.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023
Nº de membros	7,75	8,00	8,00	7,00	7,00	7,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	5,75	6,00	6,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Valor da maior remuneraçãoReal	9.421.176,11	7.984.500,86	9.198.524,94	447.626,00	421.278,00	415.637,60	213.424,72	158.064,60	155.948,32
Valor da menor remuneraçãoReal	297.249,24	390.559,61	249.205,42	447.626,00	421.278,00	415.637,60	163.891,88	137.224,16	83.009,22
Valor médio da remuneraçãoReal	4.122.043,42	3.847.024,43	4.454.632,60	447.626,00	421.278,00	415.637,60	188.658,30	181.950,42	179.514,34

Observações e esclarecimentos

	Diretoria Estatutária	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2025	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. 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. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária. O valor da menor remuneração anual individual foi apurado com a exclusão de todos os membros do Conselho Fiscal que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. 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.	
31/12/2024	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. 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. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária. O valor da menor remuneração anual individual foi apurado com a exclusão de todos os membros do Conselho Fiscal que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. 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.	
31/12/2023	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. 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. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária. O valor da menor remuneração anual individual foi apurado com a exclusão de todos os membros do Conselho Fiscal que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. 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.	

	Conselho de Administração	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2025	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. 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. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária. O valor da menor remuneração anual individual foi apurado com a exclusão de todos os membros do Conselho Fiscal que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. 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.	
31/12/2024	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. 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. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária. O valor da menor remuneração anual individual foi apurado com a exclusão de todos os membros do Conselho Fiscal que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. 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.	
31/12/2023	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. 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. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária. O valor da menor remuneração anual individual foi apurado com a exclusão de todos os membros do Conselho Fiscal que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. 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.	

	Conselho Fiscal	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2025	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. 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. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária. O valor da menor remuneração anual individual foi apurado com a exclusão de todos os membros do Conselho Fiscal que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. 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.	
31/12/2024	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. 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. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária. O valor da menor remuneração anual individual foi apurado com a exclusão de todos os membros do Conselho Fiscal que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. 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.	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.
31/12/2023	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 8.2. 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. Valor da menor remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função para o Conselho de Administração e para a Diretoria Estatutária, Valor da menor remuneração individual considera membro ativo por 5 meses no órgão Conselho Fiscal. 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.	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.

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

A Companhia possui apólice de seguro de responsabilidade civil para diretores estatutários, conselheiros de administração, conselheiros fiscais e qualquer pessoa física que tenha poderes de representação (Directors & Officers Liability Insurance; "D&O"), com extensão de cobertura aos casos de destituição voluntária de cargo ou aposentadoria. A extensão de cobertura garante um prazo complementar de 10 (dez) anos para reclamações contra segurados aposentados ou optantes pela demissão voluntária, desde que a reclamação seja relacionada à atos de gestão do segurado enquanto representava a CPFL. A companhia não possui custos adicionais além daqueles relacionados à contratação do seguro.

À exceção disso, a Companhia não possui arranjos contratuais ou quaisquer outros instrumentos que estabeleçam mecanismos específicos de remuneração ou indenização para seus administradores em caso de destituição do cargo ou aposentadoria. Dessa forma, não há pagamentos adicionais para o emissor relacionados a tais eventos, além daqueles já previstos na legislação aplicável e nas políticas internas vigentes.

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 2023			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2024			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2025			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2026 (Previsto) ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	-

(1) Valores consideram remuneração do período de maio de 2026 a abril de 2027, aprovada na AGOE de 2026.
(2) Valor considerando a aprovação do número de conselheiros na AGOE de 2026.
(3) Valor considerando a aprovação da alteração do Estatuto Social na AGOE de 2026.

8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado)

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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 (Estruturado)**31/12/2026****Remuneração recebida em função do exercício social do cargo no emissor**

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	0,00	0,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas.

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	4.072.000,00	4.072.000,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Especificação das demais Remunerações	Remuneração a título de honorário.
---------------------------------------	------------------------------------

31/12/2025**Remuneração recebida em função do exercício social do cargo no emissor**

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	0,00	0,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas.

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	3.914.000,00	3.914.000,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Especificação das demais Remunerações	Remuneração a título de honorário.
---------------------------------------	------------------------------------

31/12/2024**Remuneração recebida em função do exercício social do cargo no emissor**

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	0,00	0,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas.

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	3.495.000,00	3.495.000,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Especificação das demais Remunerações	Remuneração a título de honorário.
---------------------------------------	------------------------------------

31/12/2023**Remuneração recebida em função do exercício social do cargo no emissor**

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	0,00	0,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas.

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	3.964.000,00	3.964.000,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Especificação das demais Remunerações	Remuneração a título de honorário.
---------------------------------------	------------------------------------

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 2024												
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 2025												
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	7	7	7	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 para o exercício social encerrado em 31/12/2025. Ademais, foram prestados outros serviços, conforme descrito no item 9.3 deste formulário.			
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\$ 5.401 mil referentes à auditoria societária, revisões trimestrais e auditoria regulatória para o exercício social encerrado em 31/12/2025 e R\$ 883 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 ou pessoas a eles ligadas, segundo as normas de independência do Conselho Federal de Contabilidade, tenham sido contratados pelo emissor ou pessoas de seu grupo econômico, para prestar outros serviços além da auditoria, descrever a política ou procedimentos adotados pelo emissor 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 do Grupo CPFL, 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 do Grupo CPFL.

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 2025, a PwC prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias, regulatórias e de revisão das informações trimestrais, os seguintes serviços:

Natureza
Asseguração de covenants financeiros
Serviços de compliance tributário - escrituração contábil-fiscal (ECF)
Revisão da ECD contábil do ano calendário
Assessoria tributária para cálculo do Pilar II
Auditoria do RCP (relatório de controle patrimonial)

Contratamos um total de R\$ 883 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a cerca de 16% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias, regulatórias e de revisão das informações trimestrais referentes ao exercício social de 2025 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	Prefere não responder
Liderança	228	737	0	0	0
Não-liderança	3172	12027	0	0	0
TOTAL = 16.164	3400	12764	0	0	0

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	26	746	28	153	3	0	9
Não-liderança	185	9221	1208	4380	38	0	167
TOTAL = 16.164	211	9967	1236	4533	41	0	176

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	33	754	178
Não-liderança	3340	10300	1559
TOTAL = 16.164	3373	11054	1737

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	19	946	0
Não-liderança	748	14451	0
TOTAL = 16.164	767	15397	0

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	0	30	1	719	215	0
Não-liderança	0	179	9	10485	4526	0
TOTAL = 16.164	0	209	10	11204	4741	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0
Nordeste	16	193	0	0	0
Centro-Oeste	1	9	0	0	0
Sudeste	2676	8528	0	0	0
Sul	707	4034	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 16.164	3400	12764	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indigena	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0	0	0
Nordeste	5	67	16	118	1	0	2
Centro-Oeste	0	5	0	5	0	0	0
Sudeste	193	6433	959	3469	25	0	125
Sul	13	3462	261	941	15	0	49
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 16.164	211	9967	1236	4533	41	0	176

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	23	166	20
Centro-Oeste	0	7	3
Sudeste	2558	7422	1224
Sul	792	3459	490
Exterior	0	0	0
TOTAL = 16.164	3373	11054	1737

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:

Tipo	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	228	737	-	-	-
Não-liderança	3.172	12.027	-	-	-
Total	3.400	12.764	-	-	-

ii. Identidade autodeclarada de cor ou raça:

Tipo	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	26	746	28	153	3	-	9
Não-liderança	185	9.221	1.208	4.380	38	-	167
Total	211	9.967	1.236	4.533	41	-	176

iii. Faixa etária:

Tipo	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	33	754	178
Não-liderança	3.340	10.300	1.559
Total	3.373	11.054	1.737

iv. Pessoas com deficiência, nos termos da legislação aplicável:

Tipo	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	19	946	-
Não-liderança	748	14.451	-
Total	767	15.397	-

v. Outros indicadores de diversidade que o emissor entenda relevantes:

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica:

Tipo	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	-	30	1	719	215	-
Não-liderança	-	179	9	10.485	4.526	-
Total	-	209	10	11.204	4.741	-

10.1 Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por localização geográfica e gênero:

Região	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	-	-	-	-	-
Nordeste	16	193	-	-	-
Centro-Oeste	1	9	-	-	-
Sudeste	2.676	8.528	-	-	-
Sul	707	4.034	-	-	-
Exterior	-	-	-	-	-
Total	3.400	12.764	-	-	-

Quantidade de empregados por localização geográfica e cor ou raça:

Região	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígenas	Outros	Prefere não responder
Norte	-	-	-	-	-	-	-
Nordeste	5	67	16	118	1	-	2
Centro-Oeste	-	5	-	5	-	-	-
Sudeste	193	6.433	959	3.469	25	-	125
Sul	13	3.462	261	941	15	-	49
Exterior	-	-	-	-	-	-	-
Total	211	9.967	1.236	4.533	41	-	176

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária:

Região	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	-	-	-
Nordeste	23	166	20
Centro-Oeste	-	7	3
Sudeste	2.558	7.422	1.224
Sul	792	3.459	490
Exterior	-	-	-
Total	3.373	11.054	1.737

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 17,8% em 2025.

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 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 Atende, Centro de Serviços, CPFL Total);
- ✓ Empréstimo pessoal consignado;
- ✓ Programas de qualidade de vida: programa “Fale Comigo” (apoio psicossocial), ginástica laboral (maiores localidades), programa “Wellhub” (rede academias e esportes abrangência nacional), grupo de corrida, oficinas de esporte (sede Campinas), participação de jogos do SESI, campeonato de futsal (sede Campinas), caminhada “Agita”, celebração dia mundial combate ao sedentarismo (maiores localidades);

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

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.

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 encerrado em 31 de dezembro de 2025, entre a remuneração total anual do indivíduo mais bem pago da Companhia e a remuneração total anual mediana de todos os empregados é de 196,31 vezes.

(Valores em R\$)

Maior remuneração individual	Mediana da remuneração individual	Razão entre as remunerações
R\$ 9.421.176	R\$ 47.990	196,31 vezes
Esclarecimento		
n/a		

10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Maior Remuneração Individual	Mediana da Remuneração Individual	Razão entre as Remunerações
9.421.176,00	47.990,00	196,32
Esclarecimento		

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 considerando os 3 (três) últimos exercícios sociais. 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;
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 Eletricistas do Sul de Minas Gerais;
13. SENERGISUL - Sindicato dos Eletricistas no Estado do Rio Grande do Sul;
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 Jundiaí 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. CTITAPEV - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias da Construção e do Mobiliário de Itapevi;
39. SITRACOV – Sindicato dos Trabalhadores e Condutores de Veículos Rodoviários de Santa Maria – RS;
40. SENALBA - Sindicato dos Empregados em Entidades Culturais, Recreativas, de Assistência Social, de Orientação e Formação Profissional no Estado de São Paulo;
41. SINDELETRO - Sindicato dos Eletricitários do Ceará;
42. SINTERN – Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Norte;
43. STICC - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias da Construção Civil de Porto Alegre.

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 pela Resolução.

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;
- **Outras operações financeiras:** referem-se principalmente à emissão de debêntures/mútuos realizadas entre as empresas do Grupo.

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\$ 18.253.566,75.

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:

- (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	31/12/2025	5.298.780,08	0	5.298.780,08	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 interesse					
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.	06/03/2025	320.000.000,00	325.563.027,12	320.000.000,00	15/02/2030	CDI + 0,59% a.a.
Relação com o emissor	Controladora					
Objeto contrato	Subscrição e integralização, pela State Grid Brazil Power Participações S.A., de: 320.000.000 (trezentos e vinte milhões) debêntures simples, não conversíveis em ações, duas séries, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, objeto de distribuição pública com esforços restritos, da 1ª Série da 16ª emissão da CPFL Paulista (Debêntures CPFL Paulista)					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	As Debêntures foram objeto de ofertas públicas com esforços restritos de distribuição, nos termos da Lei nº 6.385/76 e da Instrução CVM nº 476/09 (Ofertas Públicas). Os recursos obtidos pela CPFL Paulista com as Debêntures serão utilizados para refinanciamento de seu endividamento, conforme aplicável, e para reforço de seus respectivos capitais 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 Europe Limited	19/09/2025	3.000.000.000,00	3.056.377.549,91	3.000.000.000,00	14/09/2028	CNH + 1,98%a.a.
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum					
Objeto contrato	Celebração de contrato de mútuo, no qual a SGEL figura como mutuante e a CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL RGE e CPFL Brasil como mutuárias, tendo a CPFL Energia como interveniente. O valor negociado, equivalente em reais, é de R\$ 3.000.000.000 (três bilhões), considerando juros semestrais, prazo de vencimento em de setembro de 2028 e custo de renminbi + 1,98%, acrescido de impostos					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	A transação foi analisada pelo Comitê de Partes Relacionadas da CPFL Energia em 11 de setembro de 2025, que entendeu que a proposta da administração estava em condições de ser executada e considerando que é parte do Plano de Financiamento da Companhia, previamente aprovado pelo Conselho de Administração em 12 de dezembro de 2024.					
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 Europe Limited	19/12/2025	1.375.000.000,00	1.356.273.029,02	1.375.000.000,00	07/12/2028	CNH + 2,00%a.a.
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum					
Objeto contrato	Celebração de contrato de mútuo, no qual a SGEL figura como mutuante e a CPFL Renováveis como mutuária, tendo a CPFL Energia como interveniente. O valor negociado, equivalente em reais, é de R\$ 1.375.000.000 (um bilhão e trezentos e setenta e cinco milhões), considerando juros semestrais, prazo de vencimento em de dezembro de 2028 e custo de renminbi + 2,00%, acrescido de impostos					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	A transação foi analisada pelo Comitê de Partes Relacionadas da CPFL Energia em 11 de dezembro de 2025, que entendeu que a proposta da administração estava em condições de ser executada e considerando que é parte do Plano de Financiamento da Companhia, previamente aprovado pelo Conselho de Administração em 12 de dezembro de 2024.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

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.

Mútuos, prestação de serviços e emissões de debêntures

A Companhia adotou suas práticas de governança corporativa padrão e seguiu rigorosamente as diretrizes estabelecidas pela Lei das S.A., pela ANEEL, bem como sua Política de Transações com Partes Relacionadas, seu Código de Conduta e Ética e demais normas internas aplicáveis. Todas as operações de mútuos, prestações de serviços e emissões de debêntures foram conduzidas com o objetivo de assegurar o melhor interesse da Companhia, com total transparência e em conformidade com a legislação vigente.

Essas operações foram formalizadas por instrumentos escritos, informando os valores envolvidos, os prazos, as condições financeiras, além dos direitos e responsabilidades das partes, garantindo rastreabilidade e segurança jurídica.

Adicionalmente, cada operação foi previamente analisada pela Diretoria de Governança Corporativa e submetida à aprovação dos órgãos competentes da Companhia, conforme previsto no estatuto social e nas políticas internas. Sempre que potencialmente presentes, eventuais conflitos de interesse são avaliados com rigor. Os administradores em situação de impedimento devem se declarar como tal e se abster de participar das deliberações, sendo esse procedimento devidamente registrado em ata. Quando necessário, o Comitê de Partes Relacionadas também é acionado para avaliar a legitimidade e a comutatividade das transações.

No caso das operações em questão, não foram identificados conflitos de interesse, razão pela qual não se fizeram necessárias medidas adicionais nesse sentido.

Por fim, a Companhia reforça que todas as operações foram conduzidas com base em análises técnicas, respaldo jurídico e societário, observando integralmente suas políticas internas e aprovadas pelos órgãos competentes, em linha com os princípios de ética, governança e transparência que norteiam sua atuação.

o. demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As transações realizadas pela Companhia com partes relacionadas foram conduzidas em condições estritamente comutativas, ou, quando aplicável, mediante pagamento compensatório adequado, em conformidade com sua Política de Transações com Partes Relacionadas, Código de Conduta e Ética, normas internas e toda a legislação aplicável, incluindo as diretrizes da ANEEL e as melhores práticas de governança corporativa.

Essas operações foram celebradas a preços, prazos, taxas e condições compatíveis com os praticados no mercado para transações de mesma natureza e complexidade, ou com base em parâmetros previamente adotados pela Companhia em negociações com terceiros independentes, sempre observando a legislação e regulamentação vigentes. Todas passaram pelos processos de análise, aprovação e deliberação exigidos pelos órgãos internos competentes, em conformidade com o estatuto social e demais políticas aplicáveis.

Mútuos, prestação de serviços e emissões de debêntures

Para garantir a comutatividade das operações, foram consideradas, na definição das condições econômicas e contratuais — como taxas, prazos, garantias, preços e obrigações —, análises comparativas de mercado, alinhadas às práticas usuais adotadas em transações entre partes independentes.

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

No caso específico do mútuo firmado com a State Grid Europe Limited (SGEL), a taxa de juros acordada (CNH + 1,98% a.a. / + 2.00% a.a.) reflete as condições de mercado à época, compatível com o custo de captação das partes envolvidas. A operação foi formalizada com cláusulas de garantias, penalidades e demais obrigações contratuais, assegurando sua natureza comutativa.

Da mesma forma, as prestações de serviços foram contratadas com valores, prazos e condições econômicas compatíveis com as praticadas no mercado, considerando serviços de mesma natureza, escopo e complexidade, em alinhamento às práticas usuais e aos parâmetros aplicáveis em operações equivalentes entre partes independentes.

Quanto às emissões de debêntures pela controlada CPFL Paulista, estas foram ofertadas à investidores no contexto de oferta pública, sendo que a controladora do Grupo CPFL, a State Grid Brazil Power Participações S.A., adquiriu parte dessas debêntures em condições idênticas ao mercado. As escrituras de emissão foram estruturadas em conjunto com instituições financeiras do sistema de distribuição de valores mobiliários (Banco Santander, Bradesco BBI, Itaú BBA e Banco Votorantim) e seguiram os procedimentos usuais de mercado, incluindo o processo de bookbuilding. A participação da SGBP correspondeu a 13,33% das debêntures da CPFL Paulista, tendo sido previamente analisada e aprovada pelo Comitê de Partes Relacionadas da Companhia, que concluiu pela legitimidade, adequação e comutatividade da operação.

Todas as operações foram formalizadas por meio de instrumentos contratuais, contendo a descrição do objeto, valores, prazos, responsabilidades e condições financeiras, além de terem sido submetidas à aprovação dos órgãos internos competentes e, quando aplicável, à anuência da ANEEL.

Por fim, a Companhia reafirma que todas as transações com partes relacionadas foram conduzidas com base em análises técnicas criteriosas, em estrita conformidade com seus princípios de ética, legalidade, transparência e equidade, assegurando sua plena aderência às normas internas e externas aplicáveis, bem como às melhores práticas de governança corporativa.

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 em R\$ / mil)

	Consolidado							
	Ativo		Passivo		Receita		Despesa	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024	2025	2024
Compra e venda de energia e encargos								
Entidade sob controle comum	-	-	-	-	2.050	1.314	(424.459)	(410.890)
Empreendimentos controlados em conjunto e outros (CPFL Energia Consolidado)	-	-	76.888	104.378	678	474	(897.183)	(965.058)
Intangível, imobilizado, materiais e prestação de serviços								
Entidade sob o controle comum	-	15.355	557	702	-	-	(25.979)	(96.285)
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia Consolidado)	556	250	-	-	10.813	6.614	-	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio								
Empreendimentos controlados em conjunto (CPFL Energia Consolidado)	11.194	19.022	-	-	-	-	-	-

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, tendo em vista 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
Kedi Wang	Diretor de Relações com Investidores	Registrado	
Gustavo Estrella	Diretor Presidente	Registrado	

13.1 Declaração do diretor presidente

13. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário

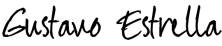
13.1. Declaração individual do Presidente

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:

116A913385C8476...
Gustavo Estrella
Diretor Presidente

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

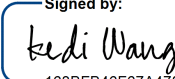
13.1. Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores

KEDI WANG, chinesa, casada, contadora, portadora da cédula de identidade RNE nº B1880596 (CGPI/DIREX/DPF), inscrita no CPF/MF sob o nº 050.180.008-56, 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 Diretora Vice-Presidente Financeira 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.

Signed by:

1638EB46F67A478
Kedi Wang
Diretora Vice-Presidente Financeira e de
Relações com Investidores

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual

Documento não preenchido.