

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.0 - Identificação	1
1.1 – Declaração do Diretor Presidente	2
1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores	3
1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores	4

2. Auditores independentes

2.1 / 2 - Identificação e remuneração	7
2.3 - Outras inf. relev. - Auditores	9

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações financeiras	10
3.2 - Medições não contábeis	11
3.3 - Eventos subsequentes às DFs	13
3.4 - Política destinação de resultados	14
3.5 - Distribuição de dividendos	17
3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas	18
3.7 - Nível de endividamento	19
3.8 - Obrigações	20
3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras	21

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição - Fatores de Risco	22
4.2 - Descrição - Riscos de Mercado	41
4.3 - Processos não sigilosos relevantes	43
4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest	50
4.5 - Processos sigilosos relevantes	51
4.6 - Processos repetitivos ou conexos	52
4.7 - Outras contingências relevantes	53
4.8 - Regras-país origem/país custodiante	54

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	55
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	58
5.3 - Descrição - Controles Internos	61

Índice

5.4 - Programa de Integridade	62
5.5 - Alterações significativas	66
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	67
6. Histórico do emissor	
6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM	68
6.3 - Breve histórico	69
6.5 - Pedido de falência ou de recuperação	78
6.6 - Outras inf. relev. - Histórico	79
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas	80
7.1.a - Infos. de sociedade de economia mista	98
7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais	99
7.3 - Produção/comercialização/mercados	100
7.4 - Principais clientes	102
7.5 - Efeitos da regulação estatal	103
7.6 - Receitas relevantes no exterior	104
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira	105
7.8 - Políticas socioambientais	106
7.9 - Outras inf. relev. - Atividades	108
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante	122
8.2 - Alterações na condução de negócios	123
8.3 - Contratos relevantes	124
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	125
9. Ativos relevantes	
9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante	126
9.1.a - Ativos imobilizados	127
9.1.b - Ativos Intangíveis	128
9.1.c - Participação em sociedades	129
9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.	130
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	131

Índice

10.2 - Resultado operacional e financeiro	150
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	153
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	155
10.5 - Políticas contábeis críticas	156
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	157
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	158
10.8 - Plano de Negócios	159
10.9 - Outros fatores com influência relevante	160
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	161
11.2 - Acompanhamento das projeções	162
12. Assembléia e administração	
12.1 - Estrutura administrativa	163
12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias	166
12.3 - Regras, políticas e práticas do CA	167
12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos	168
12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF	169
12.7/8 - Composição dos comitês	174
12.9 - Relações familiares	175
12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle	176
12.11 - Acordos /Seguros de administradores	177
12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm	178
13. Remuneração dos administradores	
13.1 - Política/prática de remuneração	179
13.2 - Remuneração total por órgão	180
13.3 - Remuneração variável	184
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações	185
13.5 - Remuneração baseada em ações	186
13.6 - Opções em aberto	187
13.7 - Opções exercidas e ações entregues	188
13.8 - Precificação das ações/opções	189

Índice

13.9 - Participações detidas por órgão	190
13.10 - Planos de previdência	191
13.11 - Remuneração máx, mín e média	192
13.12 - Mecanismos remuneração/indenização	193
13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.	194
13.14 - Remuneração - outras funções	195
13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada	196
13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração	198
14. Recursos humanos	
14.1 - Descrição dos recursos humanos	200
14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos	201
14.3 - Política remuneração dos empregados	202
14.4 - Relações emissor / sindicatos	203
14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos	204
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 2 - Posição acionária	205
15.3 - Distribuição de capital	217
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	218
15.5 - Acordo de Acionistas	224
15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm	225
15.7 - Principais operações societárias	226
15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico	231
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.	232
16.2 - Transações com partes relacionadas	233
16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade	250
16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas	252
17. Capital social	
17.1 - Informações - Capital social	253
17.2 - Aumentos do capital social	254
17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação	255
17.4 - Redução do capital social	256

Índice

17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social	257
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	
18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto	259
18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos	260
18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários	261
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	262
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	264
18.6 - Mercados de negociação no Brasil	265
18.7 - Negociação em mercados estrangeiros	266
18.8 - Títulos emitidos no exterior	267
18.9 - Ofertas públicas de distribuição	268
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas	269
18.11 - Ofertas públicas de aquisição	270
18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários	271
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Descrição - planos de recompra	290
19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria	291
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	292
20. Política de negociação	
20.1 - Descrição - Pol. Negociação	293
20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação	294
21. Política de divulgação	
21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos	295
21.2 - Descrição - Pol. Divulgação	296
21.3 - Responsáveis pela política	297
21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação	298

1. Responsáveis pelo formulário / 1.0 - Identificação

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Futao Huang

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

YueHui Pan

Cargo do responsável

Diretor Presidente/Relações com Investidores

1. Responsáveis pelo formulário / 1.1 – Declaração do Diretor Presidente

1. IDENTIFICAÇÃO DAS PESSOAS RESPONSÁVEIS PELO CONTEÚDO DO FORMULÁRIO

1.1. Declaração individual do Diretor Presidente devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência, (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19, (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos:

XinJian Chen, chinês, casado, administrador, portador da cédula de identidade de estrangeiros RNE nº G371933-C inscrito no CPF/MF sob o nº 239.885.728-02, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jd. Prof. Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil na qualidade de Diretor Presidente da CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") atesta que:

- a. Reviu formulário de referência;
- b. Todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 14 a 19; e
- c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da CPFL Geração e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ela emitidos.



Digitally signed by XINJIAN
CHEN:23988572802
Date: 2022.05.24 08:31:32
-03'00'

XinJian Chen
Diretor Presidente

1. Responsáveis pelo formulário / 1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores

1.2. Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência, (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19, (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos:

YueHui Pan, chinês, casado, contador, portador da cédula de identidade RNE nº V739928-Q (CGPI/DIREX/DPF), inscrito no CPF/MF sob o nº 061.539.517-16, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil na qualidade de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") atesta que:

- a. Reviu o formulário de referência;
- b. Todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 14 a 19; e
- c. O conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da CPFL Geração e dos riscos inerentes às atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos.

YUEHUI

PAN:06153951716

Digitally signed by YUEHUI
PAN:06153951716
Date: 2022.05.24 15:45:44
+08'00'

YueHui Pan

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

1. Responsáveis pelo formulário / 1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

1. Responsáveis Pelo Formulário

1.1 – Declaração do Diretor Presidente	1
1.2 - Declaração do Diretor de Relações Com Investidores	2

1. Responsabilidade do Diretor Presidente e Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

1. IDENTIFICAÇÃO DAS PESSOAS RESPONSÁVEIS PELO CONTEÚDO DO FORMULÁRIO

1.1. Declaração individual do Diretor Presidente devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência, (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19, (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos:

XinJian Chen, chinês, casado, administrador, portador da cédula de identidade de estrangeiros RNE nº G371933-C inscrito no CPF/MF sob o nº 239.885.728-02, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jd. Prof. Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil na qualidade de Diretor Presidente da CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") atesta que:

- a. Reviu formulário de referência;
- b. Todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 14 a 19; e
- c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da CPFL Geração e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ela emitidos.



Digitally signed by XINJIAN
CHEN:23988572802
Date: 2022.05.24 08:31:32
-03'00'

XinJian Chen
Diretor Presidente

1.2. Responsáveis pelo Formulário de Referência e Declarações do Diretor Presidente/Relações com Investidores

1.2. Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência, (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19, (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos:

YueHui Pan, chinês, casado, contador, portador da cédula de identidade RNE nº V739928-Q (CGPI/DIREX/DPF), inscrito no CPF/MF sob o nº 061.539.517-16, com escritório localizado na Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632, parte, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil na qualidade de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") atesta que:

- a. Reviu o formulário de referência;
- b. Todas as informações contidas no formulário de referência atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 14 a 19; e
- c. O conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da CPFL Geração e dos riscos inerentes às atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos.

YUEHUI

PAN:06153951716

Digitally signed by YUEHUI
 PAN:06153951716
 Date: 2022.05.24 15:45:44
 +08'00'

YueHui Pan

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

2. Auditores independentes / 2.1 / 2 - Identificação e remuneração

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0001-29
Data Início	20/01/2017
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras anuais societárias e revisão limitada das informações trimestrais societárias; auditoria das demonstrações financeiras anuais regulatórias; e auditoria de controles internos para compliance SOx (Sarbanes Oxley) para os exercícios findos em 31/12/2019, 31/12/2020 e 31/12/2021. Os demais serviços prestados pela KPMG e sua remuneração referente ao último exercício social estão descritos na seção 2.3 deste Formulário de Referência.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	O montante total da remuneração dos auditores independentes foi de R\$ 533 mil referentes à auditoria societária, regulatória e de controles internos SOx para o exercício findo em 31/12/2021, e R\$ 43 mil referentes a outros serviços.
Justificativa da substituição	Não aplicável
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável

Nome responsável técnico		CPF	Endereço
Marcio José dos Santos	01/01/2017	253.206.858-23	

Possui auditor?	SIM
Código CVM	287-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	PRICEWATERHOUSECOOPERS AUDITORES INDEPENDENTES
CPF/CNPJ	61.562.112/0001-20
Data Início	01/04/2022
Descrição do serviço contratado	Prestação de serviços de auditoria independente nos exercícios de 2022, 2023, 2024, 2025 e 2026, incluindo as informações trimestrais dos períodos findos em 31/03, 30/06 e 30/09 dos respectivos exercícios supracitados, abrangendo os seguintes serviços: Auditoria de Demonstrações Financeiras Anuais (DF's), Revisão Especial Trimestral (ITR) e Revisão de Escrituração Contábil e Fiscal (ECF).
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Não houve pagamentos aos auditores relacionados a tais serviços em 2020 e 2021
Justificativa da substituição	Em cumprimento ao Art. 31 da Instrução CVM 308/99, que determina o limite de prestação de serviços de auditoria independente em prazo não superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração da CPFL Energia, em 30 de novembro de 2021, aprovou a contratação da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes para a realização dos serviços de auditoria do Grupo CPFL para os exercícios de 2022 a 2024, dando sequência aos serviços efetuados pela KPMG Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2021.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico		CPF	Endereço
Adriano Formosinho Correia	01/01/2022	782.785.625-04	

2. Auditores independentes / 2.3 - Outras inf. relev. - Auditores

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes:

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 da controladora CPFL Energia para opinar ao Conselho de Administração sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes, assim como para manifestar-se sobre a contratação de auditores independentes para a prestação de outros serviços que não tenham sido objeto de pré-aprovação pelo Conselho de Administração da CPFL Energia; e (ii) a competência do Conselho de Administração da CPFL Energia sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia.

A KPMG Auditores Independentes ("KPMG") foi contratada pela CPFL Geração para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a KPMG prestou, em 2021, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 8% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária e regulatória).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, a KPMG prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços:

Natureza	Contratação	Duração
Aseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Revisão da ECD Contábil do ano calendário 2019	01/06/2021	24 meses

Contratamos um total de R\$ 43 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 8% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias referentes ao exercício social de 2021 da Companhia.

A contratação dos auditores independentes, conforme Estatuto Social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

Conforme previsto pela Instrução CVM nº381/03, a KPMG 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.

3. Informações financ. selecionadas / 3.1 - Informações financeiras

(Reais Unidade)

Exercício social (31/12/2021)

Exercício social (31/12/2020)

Exercício social (31/12/2019)

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

(Valores apresentados em milhares de reais a partir desta seção, exceto quando indicado de outra forma)

3.2 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

Os montantes de EBITDA (LAJIDA), observando os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012 ("Instrução CVM 527/12"), foram de R\$ 3.128.740, R\$ 2.661.169 e R\$ 2.495.071, nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, respectivamente.

O Endividamento Total representa a soma das dívidas financeiras da Companhia (empréstimos e financiamentos, debêntures e mútuos entre coligadas, controladas e controladora), e apresentou o valor total de R\$ 5.310.647, R\$ 5.645.405 e R\$ 7.258.427 em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, respectivamente.

O Endividamento Bruto representa a soma das dívidas financeiras da Companhia (empréstimos e financiamentos, debêntures e a posição líquida de derivativos), e apresentou o valor total de R\$ 5.284.948, R\$5.558.681 e R\$ 7.203.986 em 31 de dezembro de 2021, 2020, e 2019 respectivamente.

O Endividamento Líquido representa o montante total de dívidas financeiras da Companhia (endividamento bruto), líquido da posição de caixa e equivalentes de caixa em cada data-base, e apresentou o valor total de R\$ 4.941.834, R\$ 4.218.069 e R\$ 6.608.254 em 31 de dezembro de 2021, 2020, e 2019, respectivamente.

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, e da amortização. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho da Companhia e a definição de EBITDA utilizada 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 Instrução da CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012.

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

Consolidado (em milhares de reais)	2021	2020	2019
Lucro líquido contábil	2.008.421	1.644.548	952.978
Impostos sobre o lucro	128.196	(64.575)	215.882
Resultado financeiro	280.801	382.403	561.787
Amortização mais valia de ativos	579	579	579
Depreciação e Amortização	710.744	698.213	763.845
EBITDA	3.128.740	2.661.169	2.495.071

Consolidado (em milhares de reais)	2021	2020	2019
------------------------------------	------	------	------

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

Empréstimos e financiamentos	3.488.108	2.989.661	3.618.504
Debêntures	1.822.539	2.655.744	3.639.923
Endividamento Total	5.310.647	5.645.405	7.258.427
Derivativos	(25.699)	(86.726)	(54.441)
Endividamento bruto	5.284.948	5.558.681	7.203.986
Caixa e Equivalentes de Caixa	(343.114)	(1.340.612)	(595.732)
Endividamento líquido	4.941.834	4.218.069	6.608.254

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 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.

3. Informações financ. selecionadas / 3.3 - Eventos subsequentes às DFs

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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

3.4 Descrever a política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais, indicando:

	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
a) Regras sobre retenção de lucros	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a. 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b. pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c. o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>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.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente sendo a reserva legal a última a ser absorvida.</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>d. 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>e. pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>f. o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>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.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente sendo a reserva legal a última a ser absorvida.</p> <p>Em 2020, amparada na Lei das Sociedades por Ações,</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a. 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b. pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c. o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>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.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente sendo a reserva legal a última a ser absorvida.</p> <p>Em 2019, amparada na Lei das Sociedades por Ações,</p>

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

		e considerando o atual cenário econômico adverso, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.	e considerando o atual cenário econômico adverso, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.
a.i) Valores das Retenções de Lucros	R\$ 0,00	R\$ 711.875.851,05	R\$ 552.098.676,72
a.ii) Percentuais em relação aos lucros totais declarados	0%	59,41%	64,86%
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.</p> <p>As regras sobre a distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.</p>		
c) Periodicidade das distribuições de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório, se houver, bem como a reversão àquela reserva do valor pago antecipadamente.</p> <p>Ressaltamos que cabe ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p> <p>A periodicidade das distribuições de dividendos apresentada refere-se aos três exercícios sociais.</p>		
d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	<p>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.</p> <p>Existem três situações que merecem destaque: (i) regra geral; (ii) Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA") e (iii) controladas em conjunto pela CPFL Geração.</p> <p>A regra geral versa que as empresas podem distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente. Exemplos destes parâmetros podem ser: endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros.</p> <p>Para o empréstimo do empreendimento controlado em conjunto EPASA (ainda em vigor), junto ao BNDES – modalidade FINEM –Em caso de descumprimento, fica</p>		

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

	<p>proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.</p> <p>Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que a Companhia e suas controladas, conforme aplicável, suspendam a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios em qualquer exercício social, caso o Conselho de Administração da Companhia ou o respectivo órgão competente das controladas informe aos acionistas sobre a incompatibilidade de tal distribuição com a situação financeira da Companhia ou de suas controladas. Nesta hipótese, os acionistas da Companhia poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.</p>
<p>e) Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado</p>	<p>Não há uma política específica de distribuição de dividendos. Os dividendos são distribuídos considerando as regras previstas em lei, respeitando o Estatuto Social da Companhia.</p>

3. Informações financ. selecionadas / 3.5 - Distribuição de dividendos

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

3. Informações financ. selecionadas / 3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas

3.6 Informar se, nos 3 últimos exercícios sociais, foram declarados dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

3. Informações financ. selecionadas / 3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2021	7.635.148.000,00	Índice de Endividamento	1,05368719	

3. Informações financ. selecionadas / 3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2021)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Descrever outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Títulos de dívida	Garantia Real		106.008.714,00	0,00	0,00	0,00	106.008.714,00
Financiamento	Garantia Real		122.318.879,00	175.752.056,00	111.014.221,00	322.195.730,00	731.280.886,00
Empréstimo	Quirografárias		1.667.000,00	538.310.020,00	50.473.892,00	0,00	590.450.912,00
Financiamento	Quirografárias		3.420.121,00	2.857.135,00	1.647.766,00	17.359.765,00	25.284.787,00
Títulos de dívida	Quirografárias		1.087.860.286,00	628.670.669,00	0,00	0,00	1.716.530.955,00
Total			1.321.275.000,00	1.345.589.880,00	163.135.879,00	339.555.495,00	3.169.556.254,00
Observação							

3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras

3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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.

Informações complementares ao item 3.8

- (i) Financiamentos com garantia quirografária referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Custo Pré-fixadas, linhas de crédito de Empréstimos Bancários na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021;
- (ii) Financiamentos com garantia real referem-se essencialmente a montantes apresentados como Mensuradas ao Custo, linhas de crédito de FINEM, FINAME e FINEP, e custos com captação, na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021;
- (iii) Empréstimos com garantia quirografária referem-se aos contratos de empréstimos em moeda estrangeira, bem como os valores de ajuste ao valor justo e custos com captação, apresentados na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021; e
- (iv) Títulos de dívida com garantias real e quirografária referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Debêntures na nota explicativa nº 17 das Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

O Grupo CPFL possui determinados contratos financeiros que estabelecem que qualquer inadimplemento pecuniário acima de R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) em valor individual ou agregado, ou equivalente em outras moedas, podem resultar no *cross-default* de suas dívidas.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

4. FATORES DE RISCO

4.1 Descrever fatores de risco que possam influenciar a decisão de investimento, em especial, aqueles relacionados:

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

Nesta seção, quando afirmamos que um risco, incerteza ou problema poderá, poderia ou terá um efeito adverso ou negativo sobre nós, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderia ou poderá afetar adversa ou negativamente nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros. Expressões similares incluídas nesta seção "4.1. Fatores de Risco" devem ser compreendidas nesse contexto.

As referências constantes deste item 4.1 à "nós" devem ser interpretados como a controladora CPFL Energia S.A. e suas respectivas controladas (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. ao emissor;

A expansão do nosso negócio por meio de aquisições cria riscos que poderão reduzir os benefícios que esperamos obter com essas operações

Regularmente analisamos oportunidades para adquirir outras empresas dedicadas às atividades de geração e transmissão de energia elétrica.

Tais aquisições envolvem riscos e desafios relacionados à realização das premissas que foram assumidas para projetar a rentabilidade futura do negócio, incluindo a execução da integração das operações, sistemas, funcionários, equipamentos e clientes entre as companhias adquiridas e à geração de retorno esperado sobre os investimentos e a exposição aos passivos dessas companhias. Assim, a integração dos nossos negócios com os negócios das companhias adquiridas e a captação de suas sinergias podem, também, exigir mais recursos e tempo do que inicialmente esperado.

Estas aquisições também podem exigir a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE"), da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") e eventuais entidades financeiras credoras. As decisões de qualquer um destes órgãos pode prejudicar os nossos negócios e até mesmo anular a transação.

Se adquirirmos outras empresas de energia elétrica, ou iniciarmos novos empreendimentos no setor em que atuamos, isso poderá aumentar a nossa alavancagem ou reduzir o nosso lucro. Além disso, podemos não ser capazes de implementar com eficiência os novos empreendimentos ou integrar as atividades das empresas adquiridas visando obter economias de escala e ganhos de eficiência esperados, que sempre norteiam essas aquisições. O insucesso de quaisquer destas medidas pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

As aquisições também apresentam o risco de exposição da Companhia, na qualidade de sucessora, a responsabilidades relativas a processos pré-existentes envolvendo uma empresa adquirida ou demandas judiciais relativas a fatos ocorridos anteriormente à sua aquisição. O procedimento de auditoria legal (*due diligence*) conduzido com relação a uma aquisição, e quaisquer garantias contratuais ou indenizações que a Companhia possa receber dos vendedores de tais empresas adquiridas, poderão não ser suficientes para proteger ou compensar a Companhia por responsabilidades reais. Obrigações substanciais associadas a uma aquisição, inclusive relacionadas a assuntos trabalhistas ou ambientais, poderiam afetar de maneira adversa a reputação e o desempenho financeiro da Companhia, reduzindo os benefícios da aquisição. O insucesso de quaisquer dessas medidas pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Nosso negócio está sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade.

O nosso negócio realiza a coleta, o armazenamento, o processamento e a transmissão de dados pessoais (PII) ou sensíveis (PSI) de clientes, fornecedores e empregados. E sistemas chave (*core*) de tecnologia da informação são utilizados para controle das operações comerciais e de energia, administrativas e financeiras, o que certamente envolve a exposição a determinados riscos cibernéticos. Embora sejam tomadas medidas de proteção adequadas, vê-se um crescente número de organizações, incluindo grandes empresas, instituições financeiras e instituições governamentais, vêm divulgando violações em seus sistemas de tecnologia da informação, algumas delas envolvendo ataques sofisticados e alvos específicos, incluindo websites ou infraestrutura.

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

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

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

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

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

Em 2018, foi sancionada a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (Lei nº 13.709/2018 – “LGPD”), que entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, com exceção dos artigos 51, 53 e 54 da LGPD, que tratam das sanções administrativas, que entraram em vigor em 1º de agosto de 2021, na forma da Lei nº 14.010/2020. A LGPD tem uma ampla gama de aplicações e se estende a pessoas físicas e entidades públicas e privadas, independentemente do país onde estão sediadas ou onde os dados são hospedados, desde que (i) o

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

processamento de dados ocorra no Brasil; (ii) a atividade de processamento de dados destine-se a oferecer ou fornecer bens ou serviços a ou processar dados de indivíduos localizados no Brasil; ou (iii) os titulares dos dados estejam localizados no Brasil no momento em que seus dados pessoais são coletados. A LGPD é aplicada independentemente da indústria ou negócio ao lidar com dados pessoais e não está restrita a atividades de processamento de dados realizadas através de mídia digital e/ou na internet.

A LGPD traz profundas mudanças na regulamentação do tratamento de dados pessoais no Brasil, com um conjunto de regras a serem observadas em atividades como coleta, processamento, armazenamento, uso, transferência, compartilhamento e eliminação de informações sobre pessoas físicas identificadas ou identificáveis no Brasil, inclusive no que diz respeito aos dados pessoais dos nossos clientes, fornecedores e funcionários. A LGPD estabelece, entre outras coisas, princípios, requisitos e deveres impostos aos controladores de dados e aos processadores de dados, uma série de direitos dos titulares de dados pessoais, as bases legais aplicáveis ao tratamento de dados pessoais, exigências para se obter o consentimento dos titulares de dados, obrigações e exigências relativos a incidentes de segurança, obrigações relacionadas à transferência internacional de dados pessoais, obrigação de nomear um responsável pela proteção de dados, práticas de governança corporativa e regime de responsabilidade civil e penalidades em caso de violação das disposições. A LGPD traz ainda, a autorização para criação da Autoridade Nacional de Proteção de Dados, que terá poderes e responsabilidades análogas às autoridades europeias de proteção de dados, será responsável por (i) investigar, compreendendo o poder de emitir normas e procedimentos, deliberar sobre a interpretação da LGPD e solicitar informações de controladores e processadores; (ii) execução, nos casos de descumprimento da lei, por meio de processo administrativo; e (iii) educação, com a responsabilidade de disseminar informações e fomentar o conhecimento da LGPD e medidas de segurança, promovendo padrões de serviços e produtos que facilitem o controle de dados e elaborando estudos sobre práticas nacionais e internacionais para a proteção de dados pessoais e privacidade, entre outros.

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

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

Adotamos um regime de teletrabalho parcial para os nossos colaboradores. Esse regime pode afetar nossa produtividade, ocasionar eventuais erros e atrasos nas nossas operações, bem como causar outras interrupções nos negócios.

No ano de 2022, após a revogação das medidas restritivas que visavam reduzir a propagação da Covid-19, fizemos a transição de um ambiente de trabalho integralmente remoto para um formato híbrido de trabalho que permite aos nossos colaboradores realizarem teletrabalho (*homeoffice*) por 2 (dois) dias na semana. Esse ambiente de trabalho remoto pode ter um impacto negativo na execução de nossos planos de negócios e operações. Por exemplo, se ocorrer um desastre natural, queda de energia, problema de conectividade ou outro evento que afetar a capacidade de nossos colaboradores de trabalhar remotamente, poderá ser difícil ou, em certos casos, impossível para nós continuarmos nossos negócios por um período de tempo.

Adicionalmente, com o advento do teletrabalho, os riscos relacionados a ataques cibernéticos aumentaram significativamente, uma vez que o acesso aos nossos sistemas via internet, nos expõe a potenciais ameaças de ataques cibernéticos e perda de dados. Neste sentido, a adoção do trabalho remoto pode resultar em

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

vulnerabilidades de privacidade do cliente, segurança de TI e fraude, que, se exploradas, podem resultar em custos de recuperação significativos e danos à nossa reputação.

Em decorrência da pandemia da COVID-19, nossos colaboradores foram alocados para a modalidade de teletrabalho, bem como de nossos parceiros e fornecedores.

A indisponibilidade e confidencialidade, dois dos princípios básicos de segurança da informação, foram comprometidas após a alteração súbita do modelo de trabalho, ao que fomos obrigados pela situação pandêmica, enfrentada a partir de março/2020. A causa principal deste comprometimento é que dependemos especificamente do fator humano e seu nível de conscientização em segurança da informação para manter o nível de proteção minimamente adequado. Embora realizemos ações constantes no sentido de conscientizar e orientar todos os envolvidos, e tenhamos aumentado os controles para eliminação ou mitigação de ameaças, ainda assim o risco permanece e é alheio ao nosso controle e nossas ações.

Mesmo que tenhamos implementado tempestivamente os mecanismos para a proteção das informações, ainda temos a possibilidade de divulgações não autorizadas ou violações de segurança, o que acarretariam processos legais, sanções administrativas, trazendo prejuízos ao nosso negócio.

Os riscos identificados relacionados ao fator humano são o descumprimento de políticas e normas corporativas, falta de ética e desvio de conduta, ações fraudulentas ou negligenciadas, ações não intencionais por descuido ou desconhecimento, não se limitando aos exemplos fornecidos. Como consequência, teríamos a interrupção ou comprometimento dos nossos sistemas e serviços prestados, vazamento de informações, indisponibilidade de sistemas, causando impactos relevantes e adversos ao negócio.

Podemos ser afetados substancialmente por violações ao nosso Código de Conduta Ética, à Lei Anticorrupção e leis semelhantes.

O não cumprimento por nossos diretores, administradores e colaboradores, bem como por controladas, controladoras ou coligadas solidariamente, do nosso Código de Conduta Ética e da legislação anticorrupção aplicável pode nos expor a sanções previstas nos referidos normativos. Dessa forma, nossas diretrizes de compliance podem não ser suficientes para prevenir ou detectar práticas inapropriadas, fraudes ou violações à lei por qualquer colaborador, controlada, controladora, coligada ou por qualquer terceiro que atue em nome de tais partes, interesse ou benefício e poderemos, no futuro, descobrir algum caso no qual tenha ocorrido falha no cumprimento às leis, regulações ou controles internos aplicáveis, o que poderá resultar em multas e/ou outras sanções e afetar negativamente a nossa reputação, condição financeira e objetivos estratégicos.

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

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

Adicionalmente, diversos contratos financeiros celebrados pela Companhia e suas controladas contêm cláusulas que exigem o cumprimento da Lei Anticorrupção. Dessa forma, o descumprimento da Lei Anticorrupção pela

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Companhia ou suas controladas pode representar um evento de inadimplemento no âmbito de tais contratos e, conseqüentemente, provocar o vencimento antecipado das dívidas.

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

Eventual processo de liquidação da nossa Companhia ou de suas controladas pode ser conduzido em bases consolidadas.

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

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

A nossa Companhia e seus administradores são ou podem vir a ser réus em processos judiciais, administrativos e arbitrais de natureza cível, criminal, tributária, trabalhista, regulatória e ambiental, cujos resultados não se podem garantir que lhe serão favoráveis. As provisões constituídas podem ser insuficientes para fazer frente ao custo total decorrente dos processos. Adicionalmente, a nossa Companhia e seus administradores podem estar sujeitos a contingências por outros motivos que a obriguem a despendar valores significativos, que afetem a condução regular dos seus negócios ou, ainda, resultem na suspensão ou inabilitação dos seus administradores para o exercício de seus cargos. Decisões contrárias aos nossos interesses e de nossos administradores poderão causar um efeito adverso em nossa reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A ocorrência de um desastre natural, epidemia generalizada de saúde, pandemia ou outros surtos pode prejudicar significativamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia da COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, reduzir nossa mão-de-obra temporariamente, causar interrupções e resultar em volatilidade esporádica nos mercados globais. Como resultado, a economia e as perspectivas brasileiras podem ser afetadas e, conseqüentemente, nossos negócios e condição financeira.

Desastres naturais, como incêndios ou inundações, o surto de uma epidemia ou pandemia generalizada de saúde, como a pandemia da COVID-19 ou outros eventos, como guerras, atos de terrorismo, eventos políticos, acidentes ambientais, falta de energia ou interrupções na comunicação pode prejudicar significativamente nossos negócios. A ocorrência de um desastre ou evento similar pode afetar significativamente nossos negócios e operações. Esses eventos também podem nos levar a fechar temporariamente nossas instalações operacionais, o que prejudicaria gravemente nossas operações e prejudicaria seriamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, nossas vendas líquidas podem ser significativamente reduzidas na medida em que um desastre natural, epidemia ou pandemia de saúde, ou outro evento importante prejudique a economia do Brasil ou de outras jurisdições em que operamos. Nossas operações também podem ser gravemente interrompidas se nossos prestadores de serviços ou outros participantes forem afetados por desastres naturais, epidemias ou pandemias generalizadas de saúde ou outros eventos importantes.

Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia da COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, causar interrupções e resultar em volatilidade nos mercados globais, potencialmente afetando a economia e as perspectivas brasileiras. Em dezembro de 2019, uma nova variedade de coronavírus foi identificada em Wuhan, China, e casos de pacientes infectados foram relatados em outras jurisdições, incluindo casos registrados no Brasil, inclusive no Estado de São Paulo, onde temos nossa sede,

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

entre outros locais. Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (“OMS”) designou a COVID-19 como uma pandemia. A disseminação desse vírus causou certas interrupções nos negócios, no mercado e nas viagens em todo o mundo e particularmente nas regiões infectadas.

Aumentos no número de pacientes infectados no Brasil afetaram adversamente a economia brasileira e mundial, bem como os mercados financeiros. Novos aumentos no número de pacientes infectados no Brasil ou a determinação de políticas públicas com o intuito de combater ou restringir a disseminação do vírus podem fazer com que esses impactos sejam mais graves e afetem de forma mais aguda a economia brasileira e os mercados financeiros, consequentemente afetando de forma adversa nossa condição financeira e resultados operacionais. Por exemplo, residentes brasileiros, incluindo nossos funcionários, que estão com suspeita de terem contraído uma doença transmissível como a COVID-19, estão sujeitos a quarentena. Isso pode acarretar em redução temporária de quadro de colaboradores essenciais ao atendimento de serviços comerciais e emergenciais, o que pode afetar nossos indicadores de prazo regulamentados e, consequentemente, impactar nossos resultados financeiros.

Caso a pandemia da COVID-19 se agrave ou uma nova onda da doença se dissemine globalmente ou pelo Brasil, a sociedade brasileira como um todo pode voltar a enfrentar níveis mais severos ou mais brandos de quarentenas, de forma que o comércio e indústria diminuam suas atividades e operações. Comercialmente, isso pode afetar adversamente nossas receitas e lucro operacional.

Além disso, contamos com terceiros para fornecer equipamentos utilizados em nossas instalações, bem como para conduzir parte de nossas operações, e a falha de um ou mais fornecedores poderá afetar nossas atividades, condição financeira e resultados das operações de maneira adversa. Qualquer surto adicional poderia restringir as atividades econômicas em geral nas regiões afetadas no Brasil, resultando em volume de negócios reduzido, fechamento temporário das instalações de nossas ou de outras empresas ou, de outra forma, interromper nossas operações comerciais.

Embora atualmente seja esperado que qualquer interrupção causada seja temporária, há incerteza quanto à possibilidade de qualquer nova intervenção do governo ou outras medidas, ou à possibilidade de outros efeitos econômicos no mercado de ações, taxas de câmbio e outros. Além disso, a pandemia da COVID-19 já interrompeu os padrões de consumo e comércio, cadeias de suprimentos e processos de produção em escala global.

No atual momento, não podemos estimar o alcance total das consequências da pandemia da COVID-19 nos nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

b. a seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle;

Os interesses de nossos controladores podem conflitar com os interesses dos demais acionistas.

A controladora CPFL Energia conta com um acionista controlador, que atualmente detêm 83,71% do seu capital social.

O acionista controlador da CPFL Energia tem poderes para, entre outros, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal, bem como para determinar, de forma geral, o resultado da maioria das outras deliberações que exijam aprovação de acionistas, inclusive em operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações de ativos, parcerias e o pagamento de quaisquer dividendos futuros.

O acionista controlador da CPFL Energia poderá tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses dos demais acionistas, inclusive decisões relativas ao planejamento de negócios, estratégias, aquisições, alienações de ativos, parcerias, financiamentos ou operações similares. A decisão do acionista controlador quanto aos rumos de nossos negócios poderá divergir da decisão esperada pelos acionistas minoritários. Para mais informações sobre o acionista controlador, vide item 15 Formulário de Referência da controladora CPFL Energia.

c. a seus acionistas

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Não houve nenhum fator de risco que se enquadrasse como preponderantemente relacionado "a seus acionistas".

d. a suas controladas e coligadas

Nós somos uma holding e parte significativa do nosso caixa provém da distribuição de resultados de nossas controladas. Alguns contratos financeiros celebrados por nossas controladas impõem restrições à distribuição de dividendos

Nós somos uma sociedade por ações de capital fechado, com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de transmissão e geração de energia.

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

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

Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio.

A ANEEL pode nos impor penalidades caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos nossos contratos de concessão ou autorizações. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades poderiam incluir:

- multa por inadimplemento, limitada a, no máximo, 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão ou autorização, ou, caso a concessão ou autorização em questão não esteja operacional, a, no máximo, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento;
- embargos às atividades de construção;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária (não aplicável às autorizações);
- suspensão temporária da participação em novas licitações, que poderá também ser estendida aos acionistas controladores da entidade sujeita à penalidade;
- intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- extinção da concessão ou autorização.

O governo brasileiro pode, ainda, revogar quaisquer das nossas concessões ou autorizações por meio de desapropriação, caso entenda haver motivos de interesse público. Além disso, podemos ser parte em ações judiciais que eventualmente resultem em restrições para a contratação com o Poder Público, o que poderia nos afetar financeiramente e em aspectos reputacionais.

Não podemos garantir ao investidor que não seremos penalizados pela ANEEL por eventuais descumprimentos dos nossos contratos de concessão ou autorizações, ou que nossas concessões ou autorizações não serão

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

revogadas no futuro. A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual rescisão ou revogação antecipada das nossas concessões ou autorizações pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos nossos contratos de concessão ou autorizações seja rescindido por razões que nos sejam imputáveis, o valor efetivo de indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou de outras penalidades. Por conseguinte, caso nos sejam impostas multas ou penalidades, ou caso ocorra a revogação de qualquer das nossas concessões ou autorizações, a nossa situação financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir com nossas obrigações contratuais poderão sofrer um efeito adverso relevante.

As licenças, permissões e autorizações exigíveis e aplicáveis às nossas atividades são emitidas por órgãos públicos como prefeituras e agências ambientais e devem ser mantidas válidas. Quando necessário, essas licenças e autorizações devem ser renovadas com as autoridades públicas competentes.

Nós não podemos garantir que iremos obter e/ou manter válidas e/ou renovar tempestivamente todas as autorizações, licenças imobiliárias e ambientais necessárias para o desenvolvimento das 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 nós atendermos às exigências estabelecidas por tais órgãos no curso do processo de licenciamento, poderão afetar adversamente os nossos resultados operacionais. A falta de obtenção, manutenção ou renovação dessas licenças e/ou autorizações pode resultar na aplicação de multas e na interdição dos nossos estabelecimentos irregulares, com a interrupção total ou parcial de nossas atividades. Ainda, na possibilidade de fechamento ou interrupção temporária de qualquer uma de nossas unidades, os nossos negócios e resultados poderão ser afetados negativamente.

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

Em nossas atividades de comercialização de energia podemos não conseguir comprar a energia elétrica de que precisamos para atender aos nossos contratos de venda, o que pode nos expor aos preços do mercado de curto prazo, significativamente mais altos do que os preços dos nossos contratos de médio e longo prazo. De forma geral, todos os agentes do Mercado Livre estão sujeitos a possíveis diferenças entre os volumes de energia gerada ou adquirida (oferta) e os volumes de energia vendida ou consumida (demanda). Essas diferenças de volume são liquidadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") pelo Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD"). O PLD é calculado para cada submercado e patamar de carga em base horária, e baseia-se no Custo Marginal da Operação ("CMO"), limitado a valores mínimos e máximos definidos pela ANEEL, que são revistos e estabelecidos a cada ano pela agência reguladora.

A CPFL tem em seu portfólio diversas usinas cujos contratos de vendas são executados diretamente à empresas do Mercado Livre. Dessa forma, caso ocorra geração menor do que fora inicialmente contratado, por conta da baixa incidência de vento nas usinas eólicas, não há qualquer mecanismo de ajuste ou compensação, o que potencializa o risco dessas usinas que deverão ficar expostas o PLD na liquidação da CCEE.

O mesmo ocorre com as demais usinas do grupo, caso a energia gerada das usinas à biomassa seja menor do que o contrato de venda. Já no caso das hidráulicas (PCHs ou UHEs), que pertencem ao Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), a exposição ao PLD também ocorre uma vez que todo o conjunto de usinas do MRE não geram o correspondente ao total de suas garantias físicas, ocasionando também a exposição ao Fator de Escalonamento de Geração (*Generation Scaling Factor*) ("GSF"), destacado com mais detalhes no item 7.9 deste Formulário de Referência.

As variações nos preços de mercado de curto prazo podem levar a perdas potenciais na nossa atividade de comercialização. Os fatores que poderão afetar o PLD incluem (i) variações na carga prevista e identificada; (ii) variações nos níveis dos reservatórios de usinas hidrelétricas; (iii) redução/aumento da afluência prevista e verificada; (iv) antecipações ou atrasos no início das operações de novos geradores e/ou transmissores; e (v) variações na geração prevista e verificada dos empreendimentos de geração. A ocorrência de qualquer um

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

desses fatores poderá levar a uma variação substancial no PLD, o que poderá resultar no aumento de custos ou redução de receita na comercialização de energia no curto prazo, e ainda poderá afetar negativamente o nosso fluxo de caixa.

A construção, ampliação e operação das nossas instalações e equipamentos de geração e transmissão de energia elétrica envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, ampliação e operação de instalações e equipamentos destinados à geração e transmissão envolvem muitos riscos, incluindo:

- incapacidade de obter e/ou renovar alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- greves;
- paralisações trabalhistas;
- perturbação social;
- interferências climáticas e hidrológicas;
- escassez no mercado de cana-de-açúcar, matéria-prima necessária para a geração da biomassa;
- desempenho dos nossos parceiros na operação das usinas de biomassa;
- menor intensidade dos ventos e da duração do que aquela contemplada na fase de estudo dos projetos de nossos parques eólicos;
- eventuais atrasos no início das operações de um parque eólico;
- indisponibilidade de turbinas eólicas em níveis acima dos padrões esperados;
- problemas ambientais, regulatórios e/ou de engenharia não previstos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores ao previsto;
- incapacidade de vencer leilões do setor de energia elétrica promovidos pela ANEEL; e
- indisponibilidade de financiamento adequado.

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de gerar energia elétrica em quantidades compatíveis com as nossas projeções, o que pode vir a afetar de maneira adversa a nossa situação financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Planejamos investir R\$ 1.236 milhões em nossas atividades de geração e R\$ 1.937 milhões em nossas atividades de transmissão durante o período de 2022 a 2026. Nossa capacidade de concluir esse programa de investimento depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto, sendo que a impossibilidade de o fazer poderá afetar de maneira adversa e relevante a nossa operação e o desenvolvimento dos nossos negócios.

Pretendemos realizar investimentos no valor total de R\$ 1.105 milhões em 2022, R\$ 840 milhões em 2023, R\$ 565 milhões em 2024, R\$ 374 milhões em 2025 e R\$ 287 milhões em 2026. Já assumimos contratualmente compromissos em relação à parte desses investimentos, especialmente em projetos de geração. Nossa capacidade de concluir o programa de investimento acima previsto depende de uma série de fatores, nosso

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto. Qualquer impossibilidade de completar tal programa pode surtir efeito adverso relevante a nossa operação e no desenvolvimento dos nossos negócios, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Somos responsáveis por quaisquer perdas e danos decorrentes 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.

As geradoras e transmissoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração e transmissão, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS").

Podemos ser obrigados a arcar com perdas e danos resultantes da não prestação e/ou da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso, bem como em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Podemos ser obrigados a arcar com perdas e danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso em nossos resultados, bem como em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um endividamento total de R\$ R\$ 3.170 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar aquisições, investimentos, *joint ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais. 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 e referentes ao nosso negócio. Em especial, algumas dessas cláusulas nos impedem de incorrer em dívida adicional ou efetuar pagamentos restritos, incluindo a distribuição de dividendos, caso alguns 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 em seus instrumentos de dívida), despesas de juros, endividamento total e lucro líquido. Esses índices e testes financeiros são testes de manutenção, o que significa que nós devemos cumpri-los continuamente todos os anos para não descumprirmos suas obrigações de dívida. Nossa capacidade de cumprir com esses índices e testes financeiros pode ser afetada por eventos além do nosso controle e não podemos garantir que iremos cumprir com esses índices e testes financeiros. O não cumprimento de qualquer uma dessas cláusulas poderá resultar em um evento de inadimplemento sob esses contratos e outros.

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

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

A nossa geração de caixa decorrente de nossas operações poderá não ser suficiente para pagar o valor de principal, juros e outros valores devidos relacionados a suas dívidas atuais e futuras e, nesse caso, nós poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

aceitáveis ou até mesmo de fazê-lo para refinar sua dívida tão logo vencida ou se torne devida. Caso nós 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 nós estarmos inadimplentes nos termos de qualquer um de nossos contratos de financiamento, os saldos devedores nos termos desses contratos (incluindo principal, juros e quaisquer multas) poderão ser antecipados, o que poderá acionar as disposições sobre inadimplemento cruzado ou antecipação (*cross default/cross acceleration*) nos termos de nossos outros contratos de financiamento e, em vista de nosso nível significativo de endividamento, afetar substancial e negativamente a nossa situação financeira. No passado, fomos incapazes de cumprir com certas cláusulas específicas e solicitamos e obtivemos *waivers* com relação ao cumprimento de determinados *covenants* de índice de cobertura de dívida. Nós podemos, no futuro, não conseguir cumprir com tais ou outras cláusulas aplicáveis e seremos obrigados a solicitar novos *waivers*. Não podemos garantir que seremos bem-sucedidos em cumprir com tais obrigações e, caso não consigamos cumprir tais obrigações, na obtenção ou renovação de tais *waivers*.

Para mais informações sobre nosso endividamento, vide item 10.1.f deste Formulário de Referência.

e. a seus fornecedores

Custos de contratação podem variar de acordo com a demanda de mercado devido à limitação do número de fornecedores.

O atendimento das nossas necessidades de manutenção e das demandas de construção de novas obras são efetivadas por um número limitado de fornecedores. Sendo assim, estamos vulneráveis à oferta e demanda do mercado, principalmente em momentos em que existem grandes investimentos no setor de energia, o que pode fazer com que paguemos preços elevados por esses serviços e materiais aplicados nessas obras.

A incapacidade ou indisposição desses terceiros em prestar os serviços contratados por nós com a qualidade prevista em contrato, bem como de suprir os materiais necessários para execução desses serviços, poderá: (i) provocar inadimplemento das suas obrigações regulatórias; (ii) colocar em risco a preservação de suas centrais geradoras e das redes de transmissão; e/ou (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das suas centrais e de suas redes de transmissão de energia elétrica. Conseqüentemente, podemos obter menor receita de vendas e ter uma possível exposição ao mercado de curto prazo, o que poderá causar um efeito adverso sobre os nossos resultados e imagem. Ademais, a rescisão desses contratos de fornecimento de materiais e dos serviços de construção ou operação e manutenção, ou a incapacidade de renová-los ou de negociar novos contratos com outros prestadores de serviço igualmente qualificados, tempestivamente e com preços similares, poderá causar um efeito adverso sobre os nossos resultados.

Dependemos de terceiros para o fornecimento de equipamentos utilizados em nossas instalações, bem como para a realização de parte de nossas operações, e falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar as nossas atividades, condição financeira e resultados operacionais.

Dependemos de terceiros para fornecer os equipamentos usados em nossas instalações e nos serviços de engenharia e, conseqüentemente, estamos sujeitos a aumentos de preços e falhas por parte de tais fornecedores e prestadores de serviços, como atrasos na entrega ou entrega de equipamentos danificados. Tais questões poderão afetar adversamente nossas atividades e ter um impacto adverso em nossos resultados. Além disso, várias fontes de risco na cadeia de fornecimento, incluindo greves ou paralisações, perda ou dano aos nossos equipamentos ou a seus componentes enquanto estiverem em trânsito ou armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, como a pandemia da COVID-19, poderiam limitar o fornecimento dos equipamentos usados em nossas instalações.

Além disso, em razão das especificações técnicas dos nossos equipamentos e obras, existem poucos fornecedores e prestadores de serviço disponíveis. Se algum fornecedor descontinuar a produção, interromper a venda de qualquer dos equipamentos necessários às suas atividades ou a prestações dos serviços de engenharia, podemos não ser capazes de adquirir tal equipamento ou serviço com outros fornecedores nas

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

mesmas condições de preço e prazo. Neste caso, a prestação dos nossos serviços de transmissão e geração de energia elétrica poderão ser prejudicados de forma significativa, o que poderá impactar negativamente a nossa condição financeira e resultados operacionais.

Como terceirizamos parte de nossas operações, no caso de um ou mais prestadores de serviços suspenderem as atividades ou interromperem a prestação de serviços, nossas operações poderão ser afetadas de maneira adversa, o que pode ter um impacto prejudicial em nossos resultados e condição financeira. Em particular, podemos ter uma escassez de alguns dos principais equipamentos usados em nossas atividades devido a interrupções causadas pela pandemia da COVID-19, principalmente na China, onde alguns desses equipamentos são fabricados. Quaisquer complicações operacionais contínuas causadas pela pandemia da COVID-19, incluindo período prolongado de viagem, fechamento de locais de trabalho, restrições comerciais e outras restrições similares poderão resultar em mais escassez ou interrupção do serviço. Qualquer escassez ou interrupção poderá afetar adversamente o desenvolvimento contínuo de nossas atividades, o que pode ter um impacto adverso relevante em nossos resultados operacionais e posição financeira.

Além disso, no caso de um ou mais prestadores de serviços não cumprirem com qualquer uma de suas obrigações trabalhistas ou previdenciárias, poderemos ser solidariamente responsáveis por essas obrigações. Isso poderá afetar nossos resultados operacionais de maneira adversa, bem como afetar negativamente nossa reputação em caso de pagamento futuro de multa ou indenização.

f. a seus clientes

Pelo fato de nossos clientes serem essencialmente distribuidoras do grupo CPFL não vemos risco relevante para serem divulgados.

g. aos setores da economia nos quais o emissor atue;

Estamos expostos a aumentos das taxas de juros praticadas pelo mercado e a riscos cambiais.

Desastres naturais, o surto de uma epidemia ou pandemia de saúde generalizada ou outros eventos, como guerras, atos de terrorismo, eventos políticos e acidentes ambientais, podem causar volatilidade esporádica nos mercados globais e resultar em taxas de câmbio voláteis. Para mais informações, vide item "A ocorrência de um desastre natural, epidemia ou pandemia generalizada de saúde ou outros surtos podem prejudicar significativamente nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais. Além disso, a disseminação de doenças transmissíveis em escala global, como a pandemia da COVID-19, pode afetar o sentimento de investimento, causar interrupções e resultar em volatilidade esporádica nos mercados globais. Consequentemente, a economia e as perspectivas brasileiras podem ser afetadas e, consequentemente, nossos negócios e condição financeira podem ser adversamente afetados" deste Formulário de Referência.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente a nossa condição financeira e resultados operacionais.

Durante a última década, o Real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao Dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras. A taxa de câmbio do Real em relação ao Dólar norte-americano foi R\$ 4,030 em 31 de dezembro de 2019, R\$ 5,196 em 31 de dezembro de 2020 e R\$ 5,580 em 31 de dezembro de 2021. Em 28 de fevereiro de 2022, a taxa de câmbio era de R\$ 5,1394 por US\$1,00. O Real poderá continuar a flutuar significativamente em comparação com o Dólar norte-americano no futuro.

A depreciação do Real eleva o custo de serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica de 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. A depreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, o que pode afetar negativamente o crescimento da economia brasileira como um todo e afetar nossa condição financeira e resultados operacionais, como também inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais e levar o governo a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

depreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras poderá conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação como a apreciação do Real podem substancial e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e do nosso negócio, condições financeiras e resultados operacionais, assim como nossa capacidade de cumprir nossas obrigações contratuais.

A depreciação do Real também reduz o valor em Dólar norte-americano das distribuições e dividendos atribuíveis às ações ordinárias e o equivalente em Dólares norte-americanos ao preço de mercado de nossas ações.

Para mais informações qualitativas e quantitativas em relação à instabilidade de taxa de câmbio que afetam nossos negócios, vide item 4.2 deste Formulário de Referência.

A inflação e as políticas sobre taxas de juros podem impedir o crescimento da economia brasileira e afetar os nossos negócios.

No passado, o Brasil enfrentou taxas de inflação extremamente altas e, portanto, seguiu políticas monetárias que resultaram em uma das taxas de juros reais mais altas do mundo. Entre 2010 e 28 de fevereiro de 2022, a taxa básica de juros no Brasil, ou SELIC, variou entre 2,95% por ano e 10,67% por ano.

Segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor ("IPCA"), a taxa de inflação foi de 10,0%, 4,5% e 4,3% em 2021, 2020 e 2019, respectivamente. Em 28 de fevereiro de 2022, a inflação acumulada no período de 12 meses imediatamente anterior foi de 10,54%. O Brasil pode passar por altos níveis de inflação no futuro e pressões inflacionárias podem levar o governo brasileiro a intervir na economia e introduzir políticas que possam afetar adversamente nossos negócios. No passado, as intervenções do governo brasileiro 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 4,5% em 31 de dezembro de 2019 para 9,15% em 31 de dezembro de 2021, conforme estabelecido pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"). Políticas mais brandas do governo brasileiro e do Banco Central e quedas nas taxas de juros desencadearam e podem continuar desencadeando aumentos da inflação e, conseqüentemente, a volatilidade do crescimento e a necessidade de aumentos repentinos e significativos nas taxas de juros, que podem nos afetar negativamente e aumentar nosso endividamento.

Caso o Brasil enfrente inflação alta no futuro, talvez não possamos reajustar os preços que cobramos de nossos clientes para compensar os possíveis impactos da inflação sobre nossas despesas, inclusive salários. Isso levaria a uma diminuição do lucro do exercício, afetando-nos adversamente. As pressões inflacionárias também podem afetar adversamente nossa capacidade de acessar os mercados financeiros estrangeiros.

h. à regulação dos setores em que o emissor atue;

Estamos sujeitos a ampla regulação de nosso negócio, o que fundamentalmente afeta nossa performance financeira.

Dada à essencialidade da energia elétrica, toda a cadeia de valor do setor elétrico está sujeita a normas e regras específicas que compõem a regulamentação específica a que os agentes que atuam nesse setor devem seguir.

Nossos negócios estão sujeitos à extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente da ANEEL. A ANEEL regula as políticas e diretrizes do Governo Federal para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor e fiscaliza vários aspectos dos negócios em que atuamos.

Adicionalmente, tanto a implementação da nossa estratégia de crescimento, como a condução dos nossos negócios no seu curso ordinário podem ser adversamente afetados por ações governamentais, tais como a modificação da atual legislação, o cancelamento dos programas de concessão estaduais e federais, a criação de critérios mais rígidos para qualificação em leilões públicos de energia.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Caso mudanças regulatórias exijam que nós conduzamos os nossos negócios de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, as nossas operações, resultados financeiros e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

Sob a ótica dos negócios de mercado em que o Grupo CPFL atua há, igualmente, a interferência da regulação do setor. Muito embora o segmento de comercialização de energia atue diretamente com o ambiente de livre contratação de energia, está sujeito às normas e regras atinentes ao setor e deve, do mesmo modo, segui-las. Dessa forma, quaisquer alterações legais e/ou normativas podem afetar direta ou indiretamente a performance financeira dos negócios de mercado.

Não podemos assegurar a renovação de nossas concessões e autorizações.

Conduzimos nossas atividades de geração e transmissão nos termos de contratos de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração de nossas concessões é de 20 a 35 anos. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de leilão. Com base em leis e regulamentos específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 20 ou 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho, dentre outras, bem como que a proposta seja, por outro lado, aceitável para o governo brasileiro. O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.987/95 ("Lei de Concessões"), da Lei nº 9.074/95, do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13, do Decreto nº 8.461/15, da Lei nº 13.360/16, do Decreto nº 9.158/17, e do Decreto nº 9.187/17, bem como dos contratos de concessão, com relação à renovação das concessões. Ressaltamos, ainda, que podemos estar sujeitos a novas regulamentações emitidas pelo governo brasileiro, que poderiam afetar retroativamente as normas sobre renovações de concessões e autorizações.

A não renovação das nossas concessões e autorizações, bem como a não renovação de nossos contratos de fornecimento de energia poderia ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, em nossos resultados operacionais e em nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Não podemos assegurar a renovação e/ou a prorrogação das nossas concessões e autorizações.

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração das nossas concessões é de 20 a 35 anos. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil de 1988 requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de leilão. Com base em leis e regulamentos específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 20 ou 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho, dentre outros, bem como que a proposta seja, por outro lado, aceitável para o governo brasileiro. O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.987/95 ("Lei de Concessões"), da Lei nº 9.074/95, do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13, do Decreto nº 8.461/15, da Lei nº 13.360/16, do Decreto nº 9.158/17 e do Decreto nº 9.187/17, bem como dos contratos de concessão, com relação à renovação das concessões. Ressaltamos, ainda, que podemos estar sujeitos a novas regulamentações emitidas pelo governo brasileiro, que poderiam afetar retroativamente as normas sobre renovações de concessões e autorizações.

A não renovação das nossas concessões e autorizações, bem como a não renovação de nossos contratos de fornecimento de energia, poderia ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira, resultados operacionais e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Não temos certeza quanto à revisão da Energia Assegurada nas nossas usinas geradoras de energia.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabeleceu que a Energia Assegurada das usinas de geração seria revista a cada cinco anos. Como parte dessas revisões, o Ministério de Minas e Energia ("MME") pode rever a Energia Assegurada de um empreendimento, limitada à variação máxima de 5% por revisão ou 10% sobre todo o prazo do contrato de concessão. De acordo com a Portaria nº 515/2015 emitida pelo MME, esperava-se que

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

a primeira revisão da Energia Assegurada segundo este processo fosse implementada para as usinas hidroelétricas (exceto as Pequenas Centrais Hidrelétricas - "PCHs") em janeiro de 2017. A aplicação da metodologia desta nova revisão a cada usina hidrelétrica ainda não está disponível; entretanto, o MME emitiu a Portaria nº 714/2016, segundo a qual a Energia Assegurada atual de cada usina hidrelétrica permaneceria em vigor até dezembro de 2017. A primeira revisão da Energia Assegurada foi implementada em janeiro de 2018 de acordo com a Portaria MME nº 178/2017 e levou a uma redução na Energia Assegurada de nossas usinas hidrelétricas em uma média de 2,4%. As PCHs, diferentemente das outras usinas hidrelétricas, estão sujeitas a revisões anuais da sua Energia Assegurada desde 2010, de acordo com a Portaria MME nº 463/2009. Essas revisões anuais não resultaram em reduções nos níveis de Energia Assegurada das PCHs da CPFL Geração, mas resultaram em reduções para as PCHs da CPFL Renováveis, que está sujeita a discussão judicial. A partir de 2017, o Decreto nº 564/2014 estendeu essa revisão às usinas de biomassa, o que levou a um aumento da Energia Assegurada das usinas de biomassa da CPFL Renováveis em uma média de 3,8% em 2020, redução de 1,1% em 2019 e um aumento médio de 4,3% em 2018.

Não podemos ter certeza do modo, como e quando as revisões futuras afetarão a Energia Assegurada de cada uma das nossas usinas individualmente, se os produtores de energia renovável terão sucesso em seu recurso contra o processo de revisão ou se o efeito global das revisões aumentará ou reduzirá a nossa Energia Assegurada. Quando a Energia Assegurada de uma usina é diminuída, nossa capacidade de fornecer energia elétrica de acordo com os CCEs das usinas é afetada negativamente, o que pode levar a uma redução nas nossas receitas e aumento nos nossos custos se as nossas subsidiárias de geração forem obrigadas a comprar energia elétrica de outros agentes. Esperamos que as revisões da Energia Assegurada nos termos do Decreto nº 2.655/98 continuem a ocorrer a cada cinco anos para as nossas usinas que não são PCHs.

A estrutura regulatória sob a qual operamos está sujeita a contestação legal.

O governo brasileiro implementou mudanças fundamentais na regulação do setor elétrico, por meio da legislação aprovada em 2004, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou Novo Marco Regulatório. Contestações quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda estão pendentes perante o Supremo Tribunal Federal. Não é possível estimar a data da decisão final desses processos. Se totalidade ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico for declarada inconstitucional, haverá consequências incertas quanto à validade da atual regulação e quanto ao desenvolvimento da estrutura regulatória. O resultado dos processos legais pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo nos nossos negócios e nos resultados de nossas operações.

Caso a estrutura regulatória sob a qual operamos seja revisada de modo a exigir que passemos a conduzir nosso negócio de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, as nossas operações, resultados financeiros e capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

Estamos sujeitos a regulamentação ambiental e de saúde que poderá se tornar mais rigorosas no futuro, podendo acarretar aumentos de obrigações e de investimentos.

Nossas atividades estão sujeitas a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, obtenção e manutenção de licenças, bem como regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de saúde. Essas agências podem tomar medidas contra nós caso não cumpramos a regulamentação aplicável e/ou deixemos de obter ou manter as nossas respectivas licenças. Essas medidas podem incluir, entre outras coisas, sanções nas esferas criminal e administrativa, tais como a imposição de multas e a revogação de licenças. As sanções dependem da intensidade da infração ou da extensão do dano causado, assim como de eventuais circunstâncias agravantes ou atenuantes aplicáveis ao agente violador. É possível que um aumento no rigor da regulamentação ambiental e de saúde nos force a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumprir essa regulamentação e, conseqüentemente, desviar recursos de investimentos já planejados, o que pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

As empresas do setor elétrico estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante à supressão de vegetação, gerenciamento de resíduos sólidos, intervenções em áreas especialmente protegidas, funcionamento de atividades potencialmente poluidoras, entre outros aspectos. Tais

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a instalação de seus empreendimentos e funcionamento de suas atividades.

Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores), sem prejuízo do dever de reparar o dano ambiental causado na esfera civil. O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo ajuizar ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros afetados.

A legislação federal impõe responsabilidade objetiva a todos aqueles que direta ou indiretamente causarem degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente de dolo ou culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, atribuindo responsabilidade pessoal aos administradores e aos acionistas, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência poderemos ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir, ou nos levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá afetar adversamente os negócios, a reputação, as operações, e a imagem da empresa.

As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais.

Caso a regulamentação ambiental e de saúde se torne mais rigorosa no futuro, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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. Além disso, nossos resultados operacionais e nossa condição financeira podem ser afetados negativamente se determinados incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. Talvez não consigamos cobrar impostos e taxas aplicáveis ou cumprir com as leis tributárias, o que poderá resultar em mais multas e apuração de tributos.

i. aos países estrangeiros onde o emissor atue

Não aplicável em função do emissor e suas controladas somente atuarem em território brasileiro.

j. a questões socioambientais

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar nossos resultados operacionais.

Dependemos das condições hidrológicas prevalentes no Brasil. Em 2020, de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), 62,8% (71,7% em 2020) da energia elétrica no Brasil foi fornecida por Usinas Hidroelétricas.

O Brasil está sujeito a condições hidrológicas de grande variabilidade, em geral decorrentes de desvios em média do índice pluviométrico. Quando as condições hidrológicas estão em situação crítica, espera-se um maior volume de despacho de Usinas Termoelétricas, incluindo aquelas operadas por nós, para cobrir a geração de

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

energia hidrelétrica e manter os níveis de segurança dos reservatórios, assim como os níveis de fornecimento de energia elétrica. Nos casos em que as Usinas Hidrelétricas, inclusive aquelas operadas por nós, geram um volume de energia inferior ao volume de energia assegurada no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), estas usinas podem ficar expostas ao PLD. No âmbito do MRE, quando o montante de energia gerada é inferior à energia assegurada, tem-se o chamado risco "GSF" (Generation Scaling Factor), que resulta na exposição do gerador hidrelétrico ao PLD no MCP. Nos anos de 2015 a 2018, houve escassez de energia no âmbito do MRE, o que resultou em maiores desembolsos decorrentes da geração hidrelétrica. Permanecemos expostos ao risco GSF e desembolsamos valores com base no PLD para fornecer energia aos nossos consumidores no Mercado Livre.

Se as condições hidrológicas não forem satisfatórias, nossas operações e resultados financeiros poderão ser afetados de maneira adversa, bem como nossa capacidade de cumprir com nossas obrigações contratuais.

O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre os nossos negócios e resultados operacionais.

A capacidade operacional das usinas hidrelétricas no Brasil depende fortemente dos níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, das chuvas. Períodos de precipitação pluviométrica severa ou constantemente abaixo da média que resultem em escassez de energia elétrica podem afetar adversamente a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais. As condições hidrológicas podem ser desafiadoras tanto durante o período úmido, que ocorre de dezembro a abril, quanto durante o período seco, que ocorre de maio a novembro, 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 15,0% a 25,0% de redução no consumo de energia. Esses programas de racionamento podem resultar na redução da demanda de energia elétrica em todo o Brasil, reduzindo assim a nossa receita operacional bruta. Caso o Brasil experimente outra escassez de energia elétrica (situação que pode ocorrer e sob a qual não temos possibilidade de controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas similares ou outras no futuro para fazer frente à escassez. Por exemplo, programas abrangentes de conservação de energia elétrica, incluindo reduções compulsórias no consumo, poderão ser implementados caso as condições hidrológicas desfavoráveis não possam ser compensadas, na prática, por outras fontes de energias, como usinas termoelétricas, resultando, assim, em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro.

Caso ocorra a escassez de energia elétrica, com um menor suprimento de energia elétrica no mercado brasileiro, as nossas operações, os nossos resultados financeiros e nossa capacidade de adimplir com nossas obrigações contratuais podem ser adversamente afetados.

No ano 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, do ano de 2021. 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, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$ 142,00/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. E, por meio do Ofício nº 13/2022 – DR/ANEEL1, de 01 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.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro. Falhas em barragens sob nossa responsabilidade podem gerar graves impactos às comunidades afetadas, aos nossos resultados e à nossa reputação.

As barragens são infraestruturas importantes para os nossos negócios, representando a maior parte da nossa capacidade de geração de energia. No entanto, em se tratando de barragens, existe um risco intrínseco de ruptura, sejam por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante). A gravidade e a natureza do risco não são inteiramente previsíveis. Assim, estamos sujeitos ao risco de uma falha em barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que a perda de capacidade de geração hidrelétrica. A falha de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios, ambientais e potencial perda de vidas humanas nas comunidades existentes a jusante de barragens, o que poderia resultar em um efeito adverso significativo em nossa imagem, negócios, resultados operacionais e condição financeira.

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.

A não observância das leis e regulamentos ambientais pode resultar na obrigação de reparar danos ambientais, na imposição de sanções de natureza penal e administrativa, bem como na obrigação de responder por prejuízos causados a terceiros, incluindo eventuais comunidades localizadas no entorno dessas áreas, o que resultará em aumento de despesas, investimentos inesperados e risco à reputação da Companhia.

Considerando que a legislação ambiental e sua aplicação pelas autoridades brasileiras podem vir a se tornar mais severas, podemos incorrer em despesas adicionais relevantes relacionadas ao compliance ambiental. Ademais, as demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação de licenças poderão afetar os nossos resultados operacionais de forma negativa.

Ainda, nossas atividades podem causar significativos impactos e danos ao meio ambiente. Nesse sentido, a legislação federal impõe responsabilidade civil objetiva àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados independe de dolo ou culpa; podendo haver, ainda, responsabilização na esfera criminal, envolvendo penas pecuniárias e restritivas de direitos, e na esfera administrativa, envolvendo a imposição de multas e suspensão de atividades. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá nos impedir ou nos levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá ter um efeito adverso relevante sobre nosso fluxo de caixa, imagem e nossos investimentos.

Adicionalmente, o Ministério Público e órgãos ambientais poderão instaurar procedimentos administrativos para apuração de eventuais danos ambientais que possam ser atribuídos às nossas atividades. Nesses casos, poderão ser celebrados Termos de Ajustamento de Condutas (TAC) e/ou Termos de Compromissos (TC) genéricos perante respectivas autoridades, com assunção de obrigações específicas. Por possuir natureza de título executivo extrajudicial, se verificado o descumprimento – total ou parcial – dos termos convencionados em TAC e/ou TC, poderemos ficar sujeitos a riscos e penalidades, tais como o pagamento de multas, execução do título e, ainda, judicialização de desacordos perante o Poder Judiciário.

Podemos vir a ser responsabilizados solidariamente pelos danos ambientais causados por nossos fornecedores e parceiros, o que poderá nos afetar adversamente.

A obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente é tratada, especialmente, pela Política Nacional do Meio Ambiente. A responsabilidade civil impõe ao poluidor a obrigação de recomposição do meio ambiente ou, na sua impossibilidade, de ressarcimento dos prejuízos causados por sua ação ou omissão.

A responsabilidade civil ambiental é objetiva e solidária, o que significa dizer que a obrigação de reparar a degradação causada não depende da demonstração de culpa, mas apenas da relação entre a atividade exercida e os danos verificados (nexo de causalidade) e poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, incluindo os nossos fornecedores e parceiros, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente os nossos resultados e atividades. Portanto, a contratação de terceiros para prestação de quaisquer serviços relacionados aos nossos empreendimentos e atividades não nos exime da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pelos terceiros contratados. Caso sejamos responsabilizados por eventuais danos ambientais

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

causados pelos terceiros contratados ou fornecedores, podemos ser adversamente afetados. Adicionalmente, a Lei de Crimes Ambientais prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação de danos causados ao meio ambiente. Nesse sentido, diretores, acionistas e/ou parceiros podem, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

Podemos não ser bem sucedidos na aplicação e execução dos compromissos divulgados referentes a nossos compromissos ESG, o que pode ter efeito adverso em nossos negócios e resultados.

O mercado tem se mostrado cada vez mais preocupado com a forma como a empresa avalia os riscos ESG e os gerencia para proteger e liberar oportunidades de geração de valor. Diante deste cenário, realizamos o mapeamento dos principais temas relacionados a adaptação dos impactos das mudanças climáticas, práticas de gestão ambiental e dever de cuidado, condições de trabalho e segurança, respeito pelos direitos humanos, práticas antissuborno e corrupção e conformidade com as leis e regulamentos relevantes. No desdobramento desse mapeamento, foram estabelecidos compromissos para o atingimento do patamar desejado na gestão da ESG.

Além dos compromissos que assumimos, houve um aumento nas regras e regulamentos ESG aplicáveis ao nosso negócio e esperamos que essa tendência continue. Dado o ritmo de evolução da legislação nesta área, podemos não ser capazes de cumprir os novos regulamentos em sua íntegra. Também estamos expostos ao risco de que futuras regras e regulamentações ESG possam afetar adversamente nossa capacidade de conduzir nossos negócios, exigindo que reduzamos o valor de nossos ativos ou reduzamos sua vida útil, enfrentando um aumento nos custos de compliance ou tomando outras medidas que podem ser prejudiciais para nós. Qualquer um desses desenvolvimentos pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

4.2 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.

Além dos riscos indicados no item 4.1 deste Formulário de Referência, informamos que, conforme descrito em nossas demonstrações financeiras, estamos sujeitos aos riscos de mercado abaixo descritos.

Risco de Taxa de Câmbio

O risco de taxa de câmbio decorre da possibilidade da Companhia e suas subsidiárias virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira ou reduzindo parcela da receita decorrente da correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar dos contratos de venda de energia. A quantificação desses riscos está apresentada na análise de sensibilidade abaixo.

Análise de sensibilidade

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2021 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seria:

Consolidado					
		Receita (despesa) no resultado			
Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25% (c)	Apreciação cambial de 50% (c)
Instrumentos financeiros passivos	(140.962)		(14.833)	24.116	63.065
Derivativos - swap plain vanilla	145.490		15.309	(24.891)	(65.091)
	4.528	baixa dolar	476	(775)	(2.026)
Total	4.528		476	(775)	(2.026)
Efeitos no resultado do período			(91)	147	384

Receita (despesa) no resultado					
Instrumentos	Exposição (US\$ mil)(a)	Risco	Depreciação cambial (d)	Depreciação / Apreciação cambial de 25% (d)	Depreciação / Apreciação cambial de 50% (d)
Termo de mercadoria (alumínio)	3.002	baixa alumínio (d) (US\$/ton)	-	(2.706)	(3.443)
NDF dólar	4.326	(d) baixa dólar	-	(6.030)	(12.060)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2021 foi de R\$ 5,58 para o dólar.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$ 6,17 e a depreciação cambial de 10,52%, referente ao dólar em 31.12.2021.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão.

(d) Devido às características destes derivativos, o notional está apresentado em dólar norte-americano, e a taxa base de desvalorização considerando o vencimento de cada contrato.

Em função da exposição cambial líquida do Dólar ser um passivo, o risco é alta do Dólar, portanto o câmbio é depreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

Risco de Taxa de Juros e de Indexadores de Inflação

O risco de taxa de juros e de indexadores de inflação é oriundo da possibilidade de o Grupo vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação desse risco está apresentada na análise de sensibilidade abaixo.

Análise de sensibilidade

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2021 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

Instrumentos	Exposição	Risco	taxa no exercício	taxa Cenário provável (a)	Consolidado		
					Cenário provável	Receita (despesa) no resultado	
						Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	1.104.401				134.626	168.283	201.940
Instrumentos financeiros passivos	(3.774.513)				(460.113)	(575.141)	(690.170)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(123.840)				(15.096)	(18.870)	(22.644)
	(2.793.952)	alta CDI	4,40%	12,19%	(340.583)	(425.728)	(510.874)
Instrumentos financeiros passivos	(178.497)				(11.834)	(14.793)	(17.752)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(157.330)				(10.431)	(13.039)	(4.858)
	(335.827)	alta IGP-M	17,79%	6,63%	(22.265)	(27.832)	(22.610)
Instrumentos financeiros passivos	(448.564)				(27.273)	(34.091)	(40.909)
	(448.564)	alta TJLP	4,80%	6,08%	(27.273)	(34.091)	(40.909)
Instrumentos financeiros passivos	(570.235)				(30.793)	(23.095)	(15.396)
	(570.235)	baixa IPCA	10,06%	5,40%	(30.793)	(23.095)	(15.396)
Total	(4.148.578)				(420.914)	(510.746)	(589.789)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					(38)	(131)	(157)
Efeitos no resultado do período					(420.876)	(510.615)	(589.632)

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

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia e de suas controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. O risco de inadimplência que gera a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PCLD") não gerou efeito relevante na Receita Operacional Líquida da Companhia no exercício de 2021.

Risco quanto à Escassez de Energia Hídrica

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

Em 2021 foram observadas chuvas abaixo do normal, principalmente no segundo semestre, levando a uma redução dos níveis de armazenamento nos reservatórios, o risco quanto à escassez de energia hídrica das geradoras representou um impacto negativo de R\$ 396 milhões (R\$ 159 milhões das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e R\$ 237 milhões nas demais geradoras), sendo este o impacto nas demonstrações consolidadas da Companhia.

Risco de Aceleração de Dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas podem vir a limitar a capacidade da Companhia de condução do curso normal das suas operações caso não sejam atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se não obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Caso um descumprimento venha a ocorrer, poderá ocorrer aceleração das dívidas da Companhia, podendo causar um impacto adverso negativo em seus negócios e resultados operacionais, assim como sua capacidade de adimplir com suas obrigações contratuais.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

4.3 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis 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 2021. 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 em que a imagem da Companhia ou de suas controladas possa ser afetada de maneira adversa.

Informações sobre processos judiciais da controlada CPFL Renováveis estão disponíveis em seu Formulário de Referência.

Estão descritos a seguir os detalhes dos processos em que a Companhia ou suas controladas são parte, que não estão sob sigilo e que consideramos relevantes para os nossos negócios em 31 de dezembro de 2021.

PROCESSOS FISCAIS

- Processo fiscal PIS e COFINS – CPFL Geração**

Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal n.º 0019144-94.2016.4.03.6105 (10830.724951/2011-10)	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas/SP
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	26/10/2011 (Auto de Infração)
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 610.430
f) Principais fatos	A CPFL Geração recebeu auto de infração lavrado para cobrança da diferença dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS, do período de abril de 2007 a dezembro de 2010. A CPFL Geração recolheu o PIS e a COFINS nos termos instituídos pela Lei 9.718/98 (regime cumulativo) e no entender da fiscalização deveria ter recolhido as aludidas contribuições nos termos instituídos pelas Leis nº 10.833/03 e 10.637/02, havendo, portanto divergência de interpretação quanto ao enquadramento dos contratos firmados anteriormente a outubro de 2003 a preço pré-determinado. Foi proferida decisão de 1ª Instância determinando a manutenção do débito. A CPFL ingressou com recurso voluntário, ao qual foi dado provimento. A Fazenda ingressou com recurso especial, o qual foi provido, mantendo-se a autuação. Finalizada a discussão na esfera administrativa (Receita Federal), a Fazenda ajuizou execução fiscal em face da CPFL Geração. Após a apresentação de garantia pela empresa, foi determinada a suspensão da exigibilidade e ingressamos com embargos à execução. Em 22/03/2018 houve publicação de sentença com decisão favorável à Companhia. Atualmente aguarda-se julgamento do recurso de Apelação interposto pela Fazenda. Em 2021, a EF permanece sobrestada e continuamos aguardando o julgamento da apelação nos autos dos embargos à execução fiscal.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	O impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Geração no valor de R\$ 610.430, que representa 14,7% da Receita Líquida consolidada da Companhia.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL Geração**

(Valores em R\$ mil)

Execução Fiscal nº 5010652-86.2020.4.03.6105 (16643.720027/2012-39) – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5 Vara Federal de Campinas
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	06/10/2020
d) Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 368.710
f) Principais fatos	A CPFL Geração foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil que exige o crédito tributário decorrente das infrações que teriam sido supostamente cometidas pela empresa durante os exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010, sob o entendimento de que teria sido indevida a amortização do ágio, com base na afirmação de que a reestruturação societária realizada não apresentou motivação para a venda da empresa Semesa à CPFL Geração. A CPFL Geração apresentou impugnação administrativa, cuja decisão manteve a exigência fiscal. Em face desta decisão, ingressamos com recurso, o qual também foi julgado improcedente e o processo transitou em julgado na esfera administrativa. Em outubro de 2020 recebemos a Execução Fiscal atrelada ao respectivo, bem como apresentamos apólice de seguro garantia a qual foi aceita pela Fazenda Nacional. Houve a oposição dos Embargos à Execução Fiscal, o qual aguarda julgamento. Em 2021, os autos da Execução foram arquivados até o encerramento dos Embargos à Execução Fiscal, os quais foram sobrestados, em 31.05.2021, em razão de prejudicialidade dos processos administrativos nº 10830.001530/2009-01, 10830.010855/2007-12 e 10830.010761/2008-16.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Geração no valor de R\$ 368.710, que representa 8,9% de nossa Receita Líquida consolidada.

(Valores em R\$ mil)

Processo Administrativo Fiscal nº 16561.720238/2016-13 - IRPJ/CSLL	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	16/12/2016
d) Partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 607.526
f) Principais fatos	Autos de infração para a exigência do IRPJ e da CSLL, relativo ao ano-calendário 2011, cumulados com juros de mora e multa de ofício, por: (i) supostamente ter omitido receitas não operacionais, pela suposta ausência do registro de

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	<p>ganhos de capital, por receber quantidade de ações da ERSA Energias Renováveis S.A. ("ERSA") em volume maior que o capital da SMITA Empreendimentos e Participações S.A. ("SMITA"), além da apropriação de diferença entre o patrimônio líquido contábil e o valor justo da SMITA, empresa adquirida de forma reversa; e (ii) ter compensado base de cálculo negativa da CSLL em montante superior ao saldo existente. A CPFL Geração apresentou impugnação aos Autos, a qual foi julgada improcedente. A CPFL Geração apresentou recurso voluntário, o qual aguarda julgamento. Em 2021, permanecemos aguardando julgamento do recurso voluntário.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Possibilidade de julgamento em esfera judicial, com o impacto de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 607.526, que representa 14,6% de nossa Receita Líquida consolidada.

- **ISSQN– CPFL Geração**

(Valores em R\$ mil)

Ação Ordinária nº 0800247-98.2019.8.20.5158- ISSQN	
a) Juízo	Tribunal de Justiça do Estado do Rio Grande do Norte
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	01/09/2019
d) Partes no processo	CPFL Geração x Município de São Miguel do Gostoso
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 153.977
f) Principais fatos	<p>Ação Anulatória ajuizada com o objetivo de questionar a subsistência dos valores de ISS lançados pelo Município de São Miguel do Gostoso/RN, nos Autos de Infração nº 01/2018, 06/2018, 08/2018 e 14/2018, nos quais são exigidos supostos débitos de ISSQN decorrente da implantação dos parques eólicos, bem como por ausência de pagamento de taxas de alvará de funcionamento. A tutela antecipada requerida pelas empresas foi deferida pelo juízo para suspender a exigibilidade dos créditos tributários exigidos nos Autos de Infração nº 01/2018, 06/2018, 08/2018 e 14/2018. Foi apresentada contestação, pelo Município, e réplica, pelas empresas. Intimados, apresentamos pedido de prova pericial a serem produzidos nos autos. Aguarda-se decisão.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 153.977, que representa 3,7% de nossa Receita Líquida consolidada.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

- Processos fiscais – Enercan**

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 003.08.000033-1 - ISS	
a) Juízo	Tribunal de Justiça de Santa Catarina
b) Instância	3ª Instância
c) Data de instauração	10/01/2008
d) Partes no processo	Município de Campos Novos x Enercan e CFCN
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 89.410
f) Principais fatos	A contingência fiscal relacionada ao ISS refere-se à discussão mantida pela controlada em conjunto ENERCAN junto aos órgãos fiscais relativa a imposto sobre serviços prestados durante a construção da Usina. Execução fiscal dos débitos de ISS. A alegação da autoridade fazendária municipal está baseada na ausência de retenção e recolhimento de ISSQN. A Enercan, por meio de seus assessores jurídicos, preparou e encaminhou defesa e impugnações no âmbito administrativo. Em março de 2011, a Enercan efetuou depósito judicial no valor de R\$ 42.838, cujo valor atualizado em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 84.027.
g) Chance de perda	Provável
h) Análise do impacto em caso de perda	Nenhum, pois há depósito judicial e provisão nos valores correspondentes.

(Valores em R\$ mil)

Processo Fiscal nº 003.08.000033-1 - ISS	
a) Juízo	Vara Única da Comarca de Anita Garibaldi/SC
b) Instância	3ª Instância
c) Data de instauração	25/01/2008
d) Partes no processo	Município de Celso Ramos X Enercan
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 61.654
f) Principais fatos	A contingência fiscal relacionada ao ISS refere-se à discussão mantida pela controlada em conjunto ENERCAN junto aos órgãos fiscais relativa a imposto sobre serviços prestados durante a construção da Usina. Execução fiscal dos débitos de ISS. A alegação da autoridade fazendária municipal está baseada na ausência de retenção e recolhimento de ISSQN. A Enercan, por meio de seus assessores jurídicos, preparou e encaminhou defesa e impugnações no âmbito administrativo. A Enercan foi requerida a constituir garantia financeira, a qual estava representada por títulos públicos federais. Em decorrência de decisão judicial, em 7 de junho de 2013 os títulos foram resgatados e transformados em depósito judicial, no montante de R\$ 22.760. Em 20 de dezembro de 2013, por decisão da justiça, o depósito judicial foi liberado e substituído por seguro garantia.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Nenhum, pois foi há um seguro garantia.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

(Valores em R\$ mil)

Auto de Infração nº 13982.721360/2012-26 – PIS/COFINS	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	17/01/2013
d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil X Enercan
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 74.430
f) Principais fatos	Refere-se a Auto de Infração lavrado pela Receita Federal do Brasil (RFB) em decorrência de a Enercan estar calculando PIS e COFINS sobre seus contratos assinados antes de outubro de 2003 pelo regime da cumulatividade, pois não houve alteração do preço predeterminado. A RFB entende que, como já houve reajuste, esses contratos passaram a ser enquadrados no regime da não cumulatividade. Em 26 de fevereiro de 2013, a Enercan protocolou impugnação ao auto de infração, julgado improcedente pela RFB em 27 de agosto de 2013. Em 24 de setembro de 2013, a Enercan interpôs recurso voluntário ao Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF).
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro contábil no valor de R\$ 74.430, que representa 8,5% da Receita Líquida da controlada em conjunto Enercan, cuja participação da CPFL Geração é de 48,72%.

PROCESSOS CÍVEIS - Ambiental

1) Ceran

(Valores em R\$ mil)

Ação Civil Pública nº 0000438-57.2004.404.7107(2004.71.07.000438-7)	
a) Juízo	3ª Turma do TRF da 4ª Região
b) Instância	3ª Instância
c) Data de instauração	16/01/2004
d) Partes no processo	Ministério Público Federal X Ceran e outros
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Ação civil pública proposta pelo Ministério Público do município de Caxias do Sul, contestando a validade do licenciamento ambiental do Complexo Hidroelétrico Rio das Antas e requerendo uma liminar para impedir a construção do complexo hidroelétrico. A ação foi julgada improcedente. O Ministério Público Federal interpôs apelação no TRF, o qual negou provimento ao recurso, razão pela qual o MPF interpôs recurso especial e extraordinário. Apresentado recurso ao STJ, este foi negado provimento, aguarda-se recurso do STF. Em dezembro de 2021 ocorreu uma decisão favorável de valor relevante, referente a discussão judicial.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais supostamente causados.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

Foz do Chapecó

(Valores em R\$ mil)

Ação Civil Pública nº 5005791-81.2013.4.04.7202 – Compensação Ambiental	
a) Juízo	1ª Vara Federal da Subseção Judiciária de Chapecó – SC Aguarda julgamento no STJ
b) Instância	Superior
c) Data de instauração	14/12/2006
d) Partes no processo	Ministério Público Federal X FCE e IBAMA
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 32.530
f) Principais fatos	<p>O valor da compensação ambiental da UHE Foz do Chapecó foi fixado em R\$ 16.036, por meio de Termo de Compromisso assinado em 10/01/2007, onde foi estabelecido como custo estimado da obra o valor apresentado no Orçamento Padrão Eletrobrás que constava no edital de leilão ANEEL para o AHE Foz do Chapecó (R\$ 844.000) e o percentual de 1,9% definido em parecer técnico do IBAMA.</p> <p>O MPF propôs ACP, requerendo a revisão do valor da compensação ambiental, alegando que o custo estimado da obra que serviu de base para o cálculo da compensação ambiental foi subestimado, pois vários meios de comunicação noticiaram investimentos superiores a R\$ 2.000.000.</p> <p>Em resposta aos argumentos do MPF, em síntese, a FCE defendeu: (i) a manutenção do valor utilizado como base de cálculo, uma vez que a lei fala em valor estimado e este valor refletia a estimativa oficial no momento da celebração do acordo; (ii) a impossibilidade de condenação diante da inconstitucionalidade do dispositivo legal que fundamenta o pedido (art. 36, § 1º da Lei 9.985/2000), por não haver proporcionalidade entre o custo do empreendimento e o impacto ambiental; (iii) caso haja alteração do valor estimado, com a consequente anulação do acordo: (iii.1) deve ser alterado também o percentual para o limite estabelecido no Decreto nº 6.848, de 2009, de 0,5%; (iii.2) devem ser excluídos da base cálculo (custos estimados do empreendimento) os valores investidos em meio ambiente, custos financeiros, administrativos, tributários e outros que não geram impacto ambiental do total do custo da obra encontrado na perícia para fins de definição da base de cálculo da compensação ambiental.</p> <p>Foi realizada perícia que, com base na contabilidade da FCE, apontou que o custo total da obra foi de R\$ 2.557.779. Foi proferida sentença usando como base de cálculo o valor da obra apurado na perícia, declarando que o valor da compensação ambiental é de R\$ 39.082 a valores nominais de 10/2010 e que, considerando o valor já pago e aplicando juros de mora, a FCE deveria pagar mais R\$ 26.601 (em Jan/2013).</p> <p>A FCE interpôs apelação, que foi julgada parcialmente procedente pelo TRF4, que acolheu o argumento de que os valores investidos em projetos, programas e planos ambientais devem ser excluídos da base de cálculo, reduzindo consequentemente o valor estabelecido na sentença.</p> <p>Como, apesar dessa vitória parcial, o valor da compensação continua a ser ampliado pela decisão proferida pelo TRF4, foram interpostos: (i) recurso especial dirigido ao STJ e (ii) recurso extraordinário dirigido ao STF.</p>

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	<p>REsp 1.351.297/SC - Discute a perda do objeto da ACP originária, já que o STF, ao julgar a ADIn 3.378, impediu a cobrança de compensação ambiental com base nos custos do empreendimento, o que é precisamente o pleito do MPF nesta ação.</p> <p>O julgamento dessa frente do caso já teve início, tendo o Ministro Herman Benjamin proferido voto pelo não conhecimento do recurso. O Ministro Mauro Campbell pediu vista dos autos e proferiu voto divergente, pelo provimento do recurso especial da FCE. O Ministro Herman Benjamin pediu vista regimental dos autos, e o recurso aguarda julgamento.</p> <p>REsp 1.538.489/SC - Discute o mérito da ACP, notadamente o percentual de compensação ambiental devido pela FCE. O julgamento desse recurso ainda não teve início.</p> <p>Em outubro de 2021 a ação civil pública, que questiona o valor a ser pago a título de compensação ambiental, teve seu risco de perda alterado de possível para provável no montante de R\$ 32.157 (R\$ 16.036 de principal e R\$ 16.494 de atualização), após decisão da Ministra Rosa Weber que não reconheceu o recurso extraordinário interposto, reduzindo as chances e possibilidades da controladora Foz do Chapecó. A expectativa da assessoria jurídica é que o desembolso ocorra em até 1 ano. Em 31 de dezembro de 2021 o valor atualizado está em R\$ 32.530.</p>
g) Chance de perda	Provável
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de valores adicionais a título de compensação ambiental. A controlada em conjunto Foz do Chapecó possui depósitos judiciais para pagamento caso necessário.

4.3.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.3

O valor total provisionado referente aos processos descritos no item 4.3 em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 89.410 referente aos processos fiscais da controlada em conjunto Enercan, não consolidada.

4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

4.4 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais, que não estejam sob sigilo, em que o emissor ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores do emissor ou de suas controladas, informando:

- a. juízo;
- b. instância;
- c. data de instauração;
- d. partes no processo;
- e. valores, bens ou direitos envolvidos;
- f. principais fatos;
- g. Chance de perda
- h. análise do impacto em caso de perda do processo;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

4.4.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.4

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

4. Fatores de risco / 4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5 Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos.

Todos os processos relevantes foram divulgados nos itens anteriores.

Informações sobre processos judiciais da controlada CPFL Renováveis estão disponíveis em seu Formulário de Referência.

4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos

4.6 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estejam sob sigilo e que em conjunto sejam relevantes, em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros, e indicando:

Encontram-se identificados neste item do Formulário de Referência todos os processos em andamento, nos quais a Companhia e/ou suas controladas figuram como parte, que não estão classificados como sigilosos e que, quando considerados em conjunto, são considerados relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2021. 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 em que a imagem da Companhia ou de suas controladas possa ser afetada de maneira adversa.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos repetitivos ou conexos em que somos parte (seja por meio da Companhia ou de suas controladas), que não estão sob sigilo e que, quando considerados em conjunto, são relevantes para os nossos negócios em 31 de dezembro de 2021.

(Valores em R\$ mil)

Tributários	
Valores envolvidos	
Consolidado	R\$ 633.538
CPFL Renováveis	R\$ 633.538
Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.	Cobrança do Imposto Sobre Serviços - ISS sobre Equipamentos durante a construção de parques eólicos.

4.6.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.6

Não existem valores provisionados nesta categoria.

4. Fatores de risco / 4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

4. Fatores de risco / 4.8 - Regras-país origem/país custodiante

4.8 Em relação às regras do país de origem do emissor estrangeiro e às regras do país no qual os valores mobiliários do emissor estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem, identificar:

- a. Restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos;
- b. Restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários;
- c. Hipóteses de cancelamento de registro, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação;
- d. 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.
- e. Outras questões do interesse dos investidores.

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5. POLÍTICA DE GERENCIAMENTO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS

5.1 Em relação aos riscos indicados no item 4.1, 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**

O processo de gestão de riscos da CPFL Geração é coordenado por uma estrutura corporativa e está alinhado às diretrizes do Grupo CPFL.

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 2019, 2020 e 2021 e encontra-se disponível no site da CPFL Energia em www.cpfl.com.br/ri ("Política de Gestão de Riscos").

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados por meio da Política de Gestão de Riscos, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A Política de Gestão de Riscos prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades.

- b. Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:**

i. os riscos para os quais se busca proteção

Os riscos para os quais a Companhia busca proteção por meio da Política de Gestão Corporativa de Riscos são:

- Descumprimento dos termos dos contratos de concessão, autorizações ou permissões;
- 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 e transmissão 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;
- Aumento das taxas de juros praticadas pelo mercado e riscos cambiais;
- 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.

Para mais informações sobre esses riscos, vide o item 4.1.

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

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

de tais informações aos fóruns competentes, a saber, executivos da Companhia, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria e Comitês de Assessoramento.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou extrapolarem os limites estabelecidos.

O monitoramento das exposições é feito através do uso de indicadores e/ou modelos para simulação ou projeção de cenários de risco, com base nas diretrizes previstas na Política de Gestão Corporativa de Riscos. Além disso, a Companhia trabalha com limites de exposição a estes riscos, aprovados pelo Conselho de Administração. Em casos de aumento da exposição ou extrapolação de limites, planos de mitigação devem ser estruturados pelas áreas de negócio, em conjunto com a Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO e, posteriormente, são reportados ao Comitê de Auditoria e Conselho de Administração.

Além disso, a Companhia avalia permanentemente alterações regulatórias, condições ambientais e de mercado, faz uso de mecanismos regulatórios disponíveis e monitora o desempenho de suas operações de forma a mitigar a exposição a eventuais riscos regulatórios, operacionais, ambientais e de mercado.

Outros instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A gestão de riscos do Grupo CPFL, nos termos da Política de Gestão Corporativa de Riscos, é conduzida por uma estrutura que envolve: (i) o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Auditoria; (ii) a Diretoria Executiva; e (iii) a Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO e as áreas de negócio; com as seguintes atribuições, conforme abaixo.

Compete ao Conselho de Administração da Companhia orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia, deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe ao Conselho de Administração, tomar conhecimento e acompanhar eventuais fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

Cabe aos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração auxiliar o Conselho de Administração na implementação e revisão da Política de Gestão Corporativa de Riscos. Em especial ao Comitê de Auditoria, desempenhando seu papel de órgão técnico, tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos. Cabe ainda a este Comitê orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Cabe à Diretoria Executiva da Companhia a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição da Companhia aos riscos exceda os limites fixados pelo Conselho de Administração, bem como reportar eventuais ultrapassagens e apresentar ações de mitigação ao Conselho de Administração.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

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

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições.

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

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo CPFL, a Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, por meio da atuação da Gerência de Gestão de Riscos, Controles Internos, Ética e *Compliance* coordena os esforços de avaliação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras no que compreende: (i) identificação dos principais processos de negócios, controles e riscos com influência nas demonstrações financeiras; (ii) autoavaliação da efetividade 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 do emissor e reporte ao Comitê de Auditoria, Conselho de Administração, Comitês de Assessoramento e outros fóruns de governança; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e pelo Diretor Presidente.

As avaliações do ambiente de controles internos permanecem em conformidade com as exigências da Comissão de Valores Mobiliários – CVM para garantir acuracidade das Demonstrações Financeiras e boas práticas do Novo Mercado – B3.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO, por meio da atuação da Gerência de Auditoria Interna, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia, com base no Plano Anual de Auditoria.

A Companhia entende que todos os órgãos e procedimentos estabelecidos pelo Grupo CPFL são adequados para mitigar e controlar eventuais riscos sempre atualizando os procedimentos de controles internos, a fim de se manter em conformidade com os padrões estabelecidos pelo mercado.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

5.2 Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2, informar:

- a. Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, 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 controladora 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 2019, 2020 e 2021, a qual traz o processo de gestão de riscos de uma maneira geral. A Companhia entende que a correta identificação e gestão de riscos é um importante vetor de governança e que a sua Política de Gestão Corporativa de Riscos é suficiente para a devida avaliação e monitoramento da totalidade dos riscos a que está sujeita, incluindo os de mercado.

A Política de Gestão Corporativa de Riscos encontra-se disponível no site da CPFL Energia em www.cpfl.com.br/ri.

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados nesta política, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A política prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração da controladora CPFL Energia, 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:**

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.2: (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia; (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições; e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, executivos da Companhia, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Comitês de Assessoramento da CPFL Energia.

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 dos riscos de Mercado da Geração é realizado através de testes de estresse de variáveis mediante uso de modelos computacionais.

- i. os riscos de mercado para os quais se busca proteção;**

Os riscos de mercado para os quais a Companhia busca proteção são:

1. 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.

2. Risco de Crédito:

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

Para o segmento de geração, a proteção ao risco de crédito ocorre através da exigência de garantias financeiras e análise de *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 substancialmente 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.

Com relação ao risco de taxas de juros, as controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou outros indexadores.

4. 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.

ii. a estratégia de proteção patrimonial (*hedge*);

A Companhia e suas controladas possuem política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia e suas controladas possuem *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*);

Os 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. A Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo. No exercício findo em 2021, as operações de derivativos, contratadas pela CPFL Geração em 2020, através de compra a termo de alumínio para liquidação futura, ainda eram vigentes.

iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, o Grupo possui uma assessoria financeira contratada para suportar a realização e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do Bloomberg para auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais o Grupo estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pelo Grupo suportados por esta ferramenta, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que o Grupo tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

O risco de inadimplência é acompanhado através do aging list do "contas a receber" e da evolução da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PDD.

O risco de juros é avaliado através de análise de sensibilidade dos índices da dívida.

O Risco de Aceleração da Dívida é acompanhado com base nas projeções dos índices de alavancagem.

v. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos;

A Companhia e suas controladas não operam instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*), mas tão somente para proteger-se contra os riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros.

vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado;

A estrutura organizacional de controle e de gerenciamento de riscos de mercado é a mesma descrita no item 5.1.(b.iii) deste Formulário de Referência.

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

A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da política adotada é a mesma descrita no item 5.1.(c) deste Formulário de Referência.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3 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 providências adotadas para corrigi-las;**

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada na categoria B.

- b. as estruturas organizacionais envolvidas**

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada na categoria B.

- c. se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento**

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada na categoria B.

- 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 não reportaram deficiências significativas em seu relatório circunstanciado sobre controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

- e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas**

A Comunicação de Deficiências de Controles Internos, emitida pelos Auditores Independentes, é anualmente arquivada no órgão regulador, ANEEL. Os status dos planos de ação são acompanhados por nosso Comitê de Auditoria, órgão independente da Administração e da auditoria externa.

Não é de conhecimento da Administração da Companhia fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Ainda assim, as demais deficiências identificadas são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. A Diretoria de Auditoria, Controles Internos, Compliance e DPO realiza o acompanhamento e verificação do atendimento do plano de ação ao longo do exercício fiscal.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

5.4 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 fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

A Companhia mantém procedimentos que orientam seus principais processos organizacionais, além de controles internos que são avaliados periodicamente pelas áreas de Auditoria Interna. Também monitora seus principais indicadores de Riscos oriundos de sua Matriz de Riscos Corporativos.

Adicionalmente, a Companhia possui um robusto Programa de Integridade composto por 4 pilares (diretrizes, comunicação, avaliação e monitoramento). Dentre eles, destacamos algumas iniciativas:

- **Código de Conduta Ética:** Diretrizes éticas a serem seguidas por colaboradores e terceiros com relacionamento direto com a CPFL Energia;
- **Comitê de Ética e Conduta Empresarial:** formado por quatro membros, sendo o Diretor(a) Presidente (CEO), dois vice-presidentes executivos da Holding CPFL Energia e um Membro Externo e Independente;
- **Canal Externo de Ética:** Empresa independente especializada no recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões) e responsável por assegurar a integridade e confidencialidade das informações, o anonimato dos usuários e independência durante todo o processo;
- **Norma de Relacionamento com Agentes Públicos (GED 16.602):** estabelece regras de conduta, quando do envolvimento de colaboradores e/ou representantes das empresas pertencentes à *holding* CPFL Energia S.A. e de todas as suas empresas controladas diretas e indiretas ("Grupo CPFL") em atividades com fins comerciais, de negociação ou gestão de contratos que demandem relacionamento com Administração Pública, Agentes Públicos ou Agentes Políticos. O relacionamento e a interação com quaisquer Agentes Públicos ou Agentes Políticos devem ser éticos, transparentes e pautados na boa fé, respeitando as normas que regem a Administração Pública e os valores e diretrizes estabelecidos pelo Código de Conduta Ética do Grupo CPFL.

Outro mecanismo de integridade refere-se a Política Anticorrupção da CPFL Energia (GED 16.027 Anticorrupção).

A Política Anticorrupção suplementa, mas não substitui o Código de Conduta Ética, tendo o objetivo de estabelecer os princípios para controle e combate da corrupção, orientando a conduta de colaboradores e prestadores de serviços do Grupo CPFL de forma a prevenir e combater esta prática. Este documento é aplicável a todas as empresas do Grupo CPFL que sejam abrangidas pelo Código de Conduta Ética.

Amparada nos preceitos da conduta anticorrupção, e também das normas internas vigentes, a Política estabelece regras e procedimentos para, por exemplo: (i) transações comerciais realizadas; (ii) vendas e prestação de serviços; (iii) contratação de representantes, prepostos e terceirizados em negócios com o poder público; (iv) viagens, refeições e entretenimentos; (v) brindes, presentes, vantagens e favores; (vi) contribuições beneficentes; (vii) contribuições a partidos políticos; (viii) patrocínios e (ix) fusões e aquisições.

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

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

A companhia mantém a Diretoria Auditoria, Riscos, Controles Intenos, Compliance e DPO com reporte direto e independente ao Conselho de Administração. A área de Auditoria Interna além de realizar as avaliações periódicas de seu sistema de controles internos, realiza através da Secretaria Executiva do Comitê de Ética o apoio para o funcionamento e gestão do Comitê de Ética.

Podemos destacar também em nossa diretriz nº 36 Comitê de Ética e Conduta Empresarial (Comitê) estabelece:

- a) O número de membros será definido pelo Conselho de Administração da CPFL;
- b) De acordo com a proposta da Diretoria Executiva, aprovada pelo Conselho de Administração, o Comitê será composto por Diretores Vice-presidentes e, ao menos, por um membro externo ao quadro de profissionais da CPFL, com mandato de dois anos, sendo permitida a recondução. O auditor interno participará como ouvinte do Comitê;
- c) O Comitê será dirigido por um presidente e por um vice-presidente, a quem cabe substituir o presidente em caso de ausência ou impedimento, sendo ambos indicados dentre os profissionais da CPFL escolhidos para participar do Comitê;
- d) O Comitê decidirá sobre as denúncias de violação do Código e orientará sobre aplicação de suas normas por meio de campanhas de divulgação, resposta a consultas e emissão de súmulas;
- e) A estrutura e o funcionamento do Comitê serão estabelecidos em regimento interno aprovado pela Diretoria Executiva da CPFL, por proposta do Comitê; e
- f) O Conselho de Administração da CPFL Energia substituirá o Comitê em suas atribuições nos casos de violação das diretrizes do Código cometidos por membros do Comitê, da Diretoria Executiva ou do Conselho de Administração.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

O Código de Ética do Grupo CPFL foi elaborado, a fim de perpetuar a atuação dos colaboradores do grupo, segundo princípios que assegurem a ética, a integridade, a responsabilidade, a transparência e a eficiência, dispondo que estes são essenciais para a construção e defesa da reputação do Grupo CPFL, bem como para que as suas atividades aconteçam em linha com as expectativas de seu público.

O Código de Conduta de Ética do Grupo CPFL consolida suas crenças e tem o objetivo de orientar a conduta de todos seus colaboradores, devendo seus valores e diretrizes serem observados indistintamente por todos os seus profissionais, incluindo os membros dos: (i) Conselho de Administração; (ii) Conselho Fiscal; (iii) Comitês de Assessoramento; e (iv) Diretoria Executiva, bem como os diretores, gerentes, líderes, funcionários e terceirizados do Grupo CPFL.

Encontra-se disponível em nosso website em <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica>.

Além das iniciativas que envolvem diretamente nossos parceiros, buscamos garantir que os valores de nosso negócio sejam compartilhados pela cadeia de fornecedores por itens contratuais que exigem conformidade com o Código de Conduta Ética para fornecedores. Em nossos contratos de serviços, há uma cláusula exclusiva a respeito de Código de Ética nos processos de contratação.

Encontra-se disponível em nosso website em <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/fornecedores>.

- **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 aplica-se aos seus colaboradores, gestores, diretores, fornecedores, membros de Comitês e Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração (funcionários da CPFL Energia ou não) e Conselheiros, baseados em empresas que temos sócios, controladas ou não.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

- **se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema**

O Grupo CPFL Energia estrutura anualmente o seu plano de Comunicação do Programa de Integridade e se vale de seus canais de comunicação, tais como o portal Multi (intranet) e o Multi App do Campo da CPFL, ações de comunicação como cartazes, banners, e-mails para divulgação recorrentes de peças e reflexões sobre os temas. Mensalmente, a área de Ética e Compliance disponibiliza para toda a empresa o material da Conversa Mensal de Integridade (CMI), que tem por objetivo promover a conscientização dos diversos temas de integridade entre os colaboradores. Eventos e campanhas ao longo do ano também são fontes de comunicação deste importante tema. O Planejamento anual de treinamentos tem como finalidade disseminar os conteúdos e diretrizes do Programa de Integridade para todos os seus colaboradores(as) e lideranças e conta com treinamentos no formato presencial ou e-learning. São realizadas também ativações com os fornecedores para que conheçam as diretrizes do Programa de Integridade da CPFL e como forma de incentivar a adoção de boas práticas por parte da nossa cadeia de suprimentos. Adicionalmente é importante ressaltar que todos novos colaboradores em sua integração contam com o treinamento obrigatório sobre o Programa de Integridade em sua grade de conhecimentos, bem como, para os novos líderes no programa Decola Líder.

- **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 estabelece em sua diretriz nº 13, em seu item "e" que "condutas não alinhadas com o Código serão passíveis de medidas disciplinares".

Assim, cabe ao Comitê de Ética e Conduta Empresarial, após análise do relatório de investigação de denúncia, e deliberação quanto à procedência da denúncia, recomendar a aplicação de medida disciplinar ao profissional denunciado. A dosimetria da medida disciplinar é definida pelo Comitê e a aplicação segue os procedimentos definidos pela Norma Administrativa nº 17055 – Medidas Disciplinares e Ressarcimento de Danos.

- **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 Ética foi aprovado pela Diretoria Executiva em dezembro de 2015 e RCA em janeiro de 2016 e está disponível no site da CPFL Energia, através do link: <https://www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica>.

b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

- **se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros**

O canal está a cargo de terceiros, gerenciado pela empresa Contato Seguro, através do link <https://www.contatoseguro.com.br/cpflenergia>.

- **se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados**

O Canal Externo de Ética está aberto à apresentação de registros por todos os públicos de relacionamento das empresas do Grupo CPFL.

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

Ao usuário do canal, é assegurado o anonimato, bem como o sigilo e a confidencialidade do registro apresentado. O Canal Externo de Ética, no ato do registro, atribui um número de identificação sequencial que permite o seu acompanhamento do usuário mediante número de protocolo.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

• órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

Comissão de Processamento de Denúncias (CPD) foi implantada para apoiar o Comitê de Ética e Conduta Empresarial na apuração de denúncias recebidas dos colaboradores e demais públicos de relacionamento do Grupo CPFL.

A CPD é gerida pelo Diretor de Auditoria, Riscos, Controles Internos, Compliance e DPO e tem como membros o Diretor Jurídico, o Diretor de RH e por um membro externo.

c) se o emissor adota procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares nas pessoas jurídicas envolvidas

Durante os processos de fusões, aquisições e reestruturações societárias, a CPFL adota as melhores práticas de mercado, buscando a identificação e mitigação de riscos e realizando, de acordo com as características de cada projeto, ações de diligência, avaliação de riscos, entre outras ações relevantes.

Tais atividades são realizadas utilizando-se de equipes internas e externas, utilizando-se das melhores informações disponíveis e aplicáveis.

d) caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não se aplica.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

5.5 Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos.

Em relação ao último exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, não houveram alterações significativas nos riscos acompanhados pela Companhia em 2021.

Quanto a alterações na Política de Gestão Corporativa de Riscos, o documento foi atualizado em 2021, refletindo o novo padrão de documentação de políticas da Companhia. O documento também contemplou a atualização de Anexos que demonstram os indicadores e limites de cada modelo, com o objetivo de refletir as constantes atualizações que são feitas nas métricas de monitoramento dos riscos do Mapa Corporativo de Riscos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

5.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações pertinentes foram divulgadas nos itens 5.1 a 5.5 deste formulário de referência.

6. Histórico do emissor / 6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM

Data de Constituição do Emissor	19/07/2000
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por Ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	07/06/2001

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

6.3 Breve histórico do emissor

A CPFL Geração S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") foi constituída em 19 de julho de 2000, tendo por objeto a participação no capital de outras sociedades. A Companhia tem por objeto social: (i) a prestação de serviço público de geração de energia elétrica; (ii) a comercialização de energia elétrica; (iii) a participação no capital social de outras sociedades, assim como, de forma individual ou sob a forma de consórcio de empreendimentos que visem à exploração de energia, de tecnologias ou serviços, inclusive (a) em empresas do setor energético ou a ela vinculado que distribuam, comercializem, gerem e operem usinas produtoras e linhas de transmissão de qualquer tipo de energia, podendo promover fusões, incorporações, cisões, ou outras formas de associação de empresas, e (b) em empresas do setor de saneamento ou a ele vinculado podendo promover fusões, incorporações, cisões ou outras formas de associação de empresas; (iv) a exploração de atividades e a prestação de serviços derivados direta ou indiretamente da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora; (v) realizar estudos, projetos de construções de usinas produtoras e de linhas de transmissão; (vi) intermediar ou operacionalizar negócios no País ou no Exterior; e (vii) prestar consultoria e assessoria de negócio, inclusive para importação e exportação de bens e serviços. A CPFL Energia S.A ("CPFL Energia") detém 100% do capital social da Companhia.

A Companhia detém 7 usinas hidrelétricas (1.928 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

A CPFL Geração teve seu registro de companhia aberta concedido em 07 de junho de 2001, código CVM 1895-3, com fundamento no art. 21 da Lei nº 6385/76, incisos I e II. Por meio do OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-1/Nº. 451/2009, de 03 de novembro de 2009, foi aprovada a alteração do mercado de negociação dos valores mobiliários de sua emissão, de Mercado de Bolsa para Mercado de Balcão Não Organizado.

Em decorrência da criação da Instrução Normativa nº. 480, as empresas passaram a ser classificadas como categoria A ou B. A CPFL Geração está classificada como categoria B. O registro na categoria B autoriza a negociação de valores mobiliários do emissor em mercados regulamentados, exceto os seguintes valores mobiliários: (i) ações e certificados de depósitos de ações ou (ii) valores mobiliários que confirmam ao titular o direito de adquirir ações e certificados de depósitos de ações, em consequência da sua conversão ou do exercício dos direitos que lhe são inerentes, desde que emitidos pelo próprio emissor desses valores mobiliários ou por uma sociedade pertencente ao grupo do referido emissor.

Eventos Societários em 2000

Em setembro de 2000, os acionistas da CPFL Paulista deliberaram a separação de suas atividades de geração e distribuição de energia elétrica, que passaram a serem desenvolvidas por sociedades distintas. A parcela cindida, correspondente à atividade de geração de energia elétrica, relativo ao Contrato de Concessão nº 15/1997, foi incorporada pela CPFL Geração, cujas ações foram distribuídas aos acionistas da CPFL Paulista, na proporção de suas participações na mesma. À época da cisão, a CPFL Energia detinha 21,20% da CPFL Paulista e 21,20% da CPFL Geração.

Em novembro de 2000, a CPFL Geração adquiriu 65% do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN"), e posteriormente, obteve o direito de construção e exploração das usinas hidrelétricas de Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho.

Eventos Societários em 2001

Em junho de 2001, a CPFL Geração firmou um aditamento ao Contrato de Concessão, por meio do qual assumiu a concessão de geração de energia, anteriormente detida pela CPFL Paulista.

Em dezembro de 2001, a VBC capitalizou a participação por ela detida na Semesa S.A. ("Semesa") na CPFL Geração.

Eventos Societários em 2002

Em março de 2002, a CPFL Geração adquiriu da VBC, 66,67% do capital social da Foz do Chapecó Energia S/A ("Foz do Chapecó") e 74,72% do capital social da Campos Novos Energia S/A ("ENERCAN"). Da VBC

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

Participações S.A, adquiriu ainda a totalidade da participação no capital social de Barra Grande Energia S/A. ("BEGESA"), que detinha 50,01% do capital social total da Energética Barra Grande S/A ("BAESA").

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

Eventos Societários em 2003

Em janeiro de 2003, a CPFL Geração, através de um aumento de capital, transferiu 19 PCHs e 1 termelétrica, bem como ativos e passivos relacionados à atividade de geração de energia elétrica, para a sua controlada CPFL Centrais Elétricas S/A (anteriormente denominada Nova I Participações), operação que foi devidamente aprovada pela ANEEL. Nesta oportunidade passou a atuar como "*holding*" do negócio de geração de energia.

Em março de 2003, a BEGESA alienou 50% de sua participação na BAESA. Após a venda, a BEGESA passou a deter 25,01% do capital social total da BAESA.

Em setembro de 2003, a CPFL Geração vendeu 66.300.000 ações ordinárias da ENERCAN, representando 26% do capital total da sociedade. Após a venda a CPFL Geração passou a deter 48,72% do capital da ENERCAN.

Eventos Societários de 2004 a 2006

Em abril de 2004, foi aprovada a incorporação da BEGESA (que detinha 25,01% da BAESA). Após esta incorporação, a CPFL Geração passou a deter diretamente 25,01% da BAESA.

Em junho de 2005, foi aprovada a incorporação da totalidade das ações ordinárias e preferenciais dos acionistas não controladores da CPFL Geração ao patrimônio da CPFL Energia. Os acionistas não controladores da CPFL Geração receberam 1 (uma) nova ação ordinária da CPFL Energia para cada lote de 1.622 ações ordinárias ou preferenciais de emissão da CPFL Geração.

Em dezembro de 2006, a CPFL Geração adquiriu 55% da participação detida pela CPFL Geração Estadual de Energia Elétrica - CEEE na Foz do Chapecó, pelo montante de R\$ 9.279 mil. Com esta aquisição a CPFL Geração passou a deter 85% de participação no capital social da Foz do Chapecó, que equivale a 51% da participação indireta no Consórcio Energético Foz do Chapecó.

Eventos Societários de 2007

Em março de 2007, foi aprovada a incorporação da CPFL Centrais Elétricas e da Semesa pela CPFL Geração. Após a incorporação a CPFL Centrais Elétricas e a Semesa foram extintas, e a CPFL Geração deixou de atuar como *holding*, passando a atuar como concessionária do serviço público de geração de energia elétrica.

Através da Resolução Autorizativa ANEEL nº 879 de 17 de abril de 2007, foi autorizada uma reorganização societária na Foz do Chapecó, que consiste no ingresso da Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense") como acionista. A reorganização societária foi aprovada pela Foz de Chapecó através de Assembleia Geral Extraordinária realizada em 16 de julho de 2007, mediante: i) um aumento de capital no montante de R\$ 184.362 mil, sendo R\$ 74.679 com aporte da Chapecoense representado pela conferência dos ativos detidos no Consórcio Foz do Chapecó e recursos em espécie; ii) pela capitalização de adiantamento para futuro aumento de capital efetuado pela CPFL Geração e CEEE no montante de R\$ 109.683 mil; e iii) a extinção do Consórcio Foz do Chapecó passando a Foz de Chapecó a deter a concessão do Aproveitamento Hidrelétrico de Foz do Chapecó. É importante ressaltar que a reestruturação não altera a participação da controlada CPFL Geração no projeto. A participação de 51%, que era indireta, passa a ser direta.

Eventos Societários de 2008

Em 2008 foi constituída a CPFL Bioenergia, para diversificar seus investimentos e aumentar a eficiência das

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

operações. A CPFL Bioenergia tem como objetivo social primordial a geração de energia elétrica de origem térmica e vapor d'água através de usinas de cogeração movidas a bagaço de cana-de-açúcar e palha.

Em agosto de 2008 a CPFL Bioenergia assinou um contrato de parceria com a Baldin Bioenergia que prevê a construção de uma Usina Termelétrica de 45 MW movida a bagaço de cana localizada em Pirassununga, no estado de São Paulo. Esta usina entrou em operação em 27 de agosto de 2010. A CPFL Geração detém 100% do capital social da CPFL Bioenergia.

Eventos Societários de 2009

Em maio de 2009, a ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 1913, anuiu à reestruturação societária da Foz do Chapecó que consiste na transferência da totalidade das ações atualmente detidas pela CPFL Geração e pela Companhia Estadual de Energia Elétrica ("CEEE-GT") na Foz do Chapecó para a Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense"). Em 20 de agosto de 2009 as empresas Foz do Chapecó e Chapecoense realizaram Assembleias Gerais Extraordinárias para ratificar a referida reestruturação, passando a Chapecoense a ter como sócios a CPFL Geração com 51%, CEEE-GT com 9% e Furnas com 40%. Desta forma a Chapecoense passou a deter 100% do capital social da Foz do Chapecó. Esta reestruturação não alterou as participações que os sócios anteriormente detinham no empreendimento.

Em setembro de 2009 a CPFL Geração adquiriu a participação integral das Companhias: Santa Clara I Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara I"), Santa Clara II Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara II"), Santa Clara III Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara III"), Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara IV"), Santa Clara V Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara V"), Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara VI"), e Eurus VI Energias Renováveis Ltda. ("Eurus VI") (em conjunto denominadas eólicas), que atuam como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, com um potencial previsto de 188 MW a ser instalado no Estado do Rio Grande do Norte.

Em setembro de 2009 a CPFL Geração adquiriu a participação de 51% do capital social da Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA"), uma sociedade por ações de capital fechado, que tem como objetivo desenvolver, implementar, operar e explorar 2 (duas) usinas termelétricas, denominadas "UTE Termoparaíba" e "UTE Termonordeste", ambas movidas a óleo combustível e com potência instalada prevista de 170,8 MW cada, totalizando 431,6 MW (nossa parte 174,2 MW). O início das operações ocorreu em 24 de dezembro de 2010 para a UTE Termonordeste e 13 de janeiro de 2011 para a UTE Termoparaíba.

Eventos Societários de 2010

Em 2010, a controlada em conjunto indireta Foz do Chapecó entrou parcialmente em operação. As três primeiras unidades geradoras começaram suas operações em 14 de outubro, 23 de novembro e 30 de dezembro de 2010. A última unidade geradora entrou em operação em 12 de março de 2011.

As controladas Campo dos Ventos I, II, III, IV, V e Eurus V são sociedades anônimas de capital fechado que foram adquiridas em 16 de julho de 2010 para atuarem como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, com um potencial previsto de 180 MW a ser instalado no Estado do Rio Grande do Norte. Em 26 de agosto de 2010, estas controladas participaram do leilão de energia de reserva para fontes eólicas promovido pelo ANEEL, tendo a Campo dos Ventos II negociado um contrato de suprimento de energia de 14 MW médios a serem entregues a partir de 2013, por um período de 20 anos.

Eventos Societários de 2011

Em 19 de abril de 2011 a CPFL Energia, em conjunto com as controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, e ERS – Energias Renováveis S.A. ("ERSA"), celebraram um Acordo de Associação estabelecendo os termos e condições por meio dos quais decidiram unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERS no Brasil, assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") e Usinas Termelétricas a Biomassa.

Em linhas gerais, a associação compreende as seguintes etapas:

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

- (i) A CPFL Geração comprometeu-se a realizar a segregação das PCHs que compunham seu patrimônio e estavam sob sua operação, transferindo tais ativos para sociedades específicas sob o seu controle direto, quais sejam, Mohini Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda. (as "Sociedades PCH") – Etapa 1;
- (ii) A CPFL Geração e a CPFL Brasil, como únicas acionistas, passaram a integrar uma nova sociedade holding: Smita Empreendimentos e Participações S.A. (a "SMITA"), para a qual transferiram todos os seus empreendimentos de energia renovável, inclusive as Sociedades PCH – Etapa 2;
- (iii) A ERSA incorporará a SMITA, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passarão a integrar o bloco de controle da ERSA, como acionistas majoritárias, a qual foi aprovada em 23 de agosto de 2011 pelo Conselho de Administração da Companhia e ratificada pelos acionistas em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 19 de dezembro de 2011 – Etapa 3; e
- (iv) Concomitantemente à realização da incorporação descrita acima, a ERSA terá sua denominação alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. (a "CPFL Renováveis").

Em 18 de julho de 2011 foram aprovadas pelo Conselho de Administração da CPFL Geração e em Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Brasil as etapas 1 e 2, citadas acima.

Em 23 de agosto de 2011, o Conselho de Administração da CPFL Energia deliberou sobre as seguintes matérias:

(i) Aprovar o Protocolo de Justificação e Incorporação firmado pelos administradores da SMITA e da ERSA ("o Protocolo");

(ii) Ratificar a contratação da KPMG Auditores Independentes, para proceder à elaboração do laudo de avaliação da SMITA, segundo o critério de valor contábil de seu patrimônio líquido ("Laudo de Avaliação Contábil");

(iii) Aprovar o Laudo de Avaliação Contábil, elaborado em 11 de agosto de 2011, com base em balanço patrimonial da SMITA levantado em 31 de julho de 2011, o qual apurou a quantia de R\$ 596.631.045,90 (quinhentos e noventa e seis milhões, seiscentos e trinta e um mil quarenta e cinco reais e noventa centavos) como sendo o valor contábil do acervo líquido da SMITA;

(iv) Aprovar a incorporação da SMITA pela ERSA, conforme os termos e condições previamente estabelecidos no Protocolo ("a Incorporação"), com as seguintes consequências: **(a)** absorção da SMITA pela ERSA; **(b)** o aumento do capital social da ERSA, equivalente a R\$ 539.658.003,38 (quinhentos e trinta e nove milhões seiscentos e cinquenta e oito mil três reais e trinta e oito centavos), com emissão de 733.141.077 (setecentas e trinta e três milhões cento e quarenta e uma mil e setenta e sete) novas ações ordinárias, que serão totalmente subscritas pelas acionistas da SMITA, a saber, CPFL Geração e CPFL Brasil, na proporção da participação que ambas detinham na SMITA e **(c)** a mudança da denominação social da ERSA, que passará a ser designada por CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis");

(v) Aprovar o aumento do capital social da CPFL Renováveis, no valor de R\$ 384.196.650,00 (trezentos e oitenta e quatro milhões cento e noventa e seis mil seiscentos e cinquenta reais), mediante a emissão de 180.334.222 (cento e oitenta milhões, trezentas e trinta e quatro mil duzentas e vinte e duas) novas ações ordinárias nominativas, pelo preço de emissão de R\$ 2,130470 (dois reais e cento e trinta mil quatrocentos e setenta milésimos de centavos) por ação, a ser integralmente subscrito por CPFL Geração e CPFL Brasil;

(vi) Aprovar a indicação dos representantes da Companhia no Conselho de Administração da CPFL Renováveis;

(vii) Aprovar a convocação de Assembleia Geral de Acionistas da Companhia para ratificar a Incorporação ("a Assembleia Ratificadora"), na forma do artigo 256 da Lei 6.404/76.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada na controlada em conjunto EPASA em 30 de novembro de 2011 foram aprovadas as seguintes matérias:

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

- Aumento de capital no montante de R\$ 217.895 com a emissão de 217.895 mil ações ordinárias, sendo que uma parcela no montante de R\$ 210.690 foi integralizado com o saldo existente de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC e a parcela remanescente de R\$ 7.206 ficou pendente de subscrição exclusiva pelo acionista Aruanã Energia S.A no prazo de 30 dias, prevendo-se o cancelamento de ações não integralizadas com a consequente diluição em relação aos demais acionistas; e
- Redução de capital no montante de R\$ 54.326 sem alteração na quantidade de ações, que foi destinado para absorção do saldo de prejuízo acumulado até 31 de dezembro de 2010.

Respeitado o prazo de 30 dias para a integralização do acionista Aruanã Energia S.A, foi realizada em 06 de janeiro de 2012 uma AGE que ratificou o montante de capital em R\$ 156.413 representado por 210.739.523 ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal, totalmente subscrito e integralizado, sendo distribuído entre os acionistas da seguinte forma:

Acionistas	Ações	%
CPFL Geração de Energia S/A	111.152.031	52,75%
DC Energia e Participações S/A	87.287.036	41,42%
Aruanã Energia S/A	6.960.800	3,30%
OZ&M Incorporação, Participação Ltda	5.339.656	2,53%
Total	210.739.523	100,00%

Em 21 de setembro de 2011, a CPFL Brasil cedeu o Contrato de Compra e Venda para aquisição da totalidade das cotas do capital social da Jantus SL ("Jantus") para a controlada em conjunto CPFL Renováveis. Em 20 de dezembro de 2011, a CPFL Renováveis concluiu a aquisição da Jantus, a qual detinha 100% do capital social da SIIF Energies do Brasil Ltda. ("SIIF") e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda. ("SIIF Desenvolvimento").

Assim, através da aquisição das cotas, concluída em 21 de dezembro de 2011, a CPFL Renováveis adquiriu, indiretamente, a totalidade do capital da SIIF e da SIIF Desenvolvimento, com um total de quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará, totalizando capacidade instalada de 210 MW, além de um portfólio de 412 MW em projetos certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia e 320 MW em projetos não certificados. Para implementar a referida transação, a CPFL Brasil realizou aumento e integralização de capital social, no montante de R\$ 820.803, na CPFL Renováveis, em dezembro de 2011, com a emissão de novas ações; dessa forma, a CPFL Energia passou a deter indiretamente 63,00% da CPFL Renováveis, através de suas controladas CPFL Geração (35,49%) e CPFL Brasil (27,51%) em dezembro de 2011, conforme previsto no acordo de associação com acionistas da Ersas.

Em 29 de dezembro de 2011, através da nossa controlada em conjunto CPFL Energias Renováveis, adquirimos todas as ações da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia"), representando 100% de seu capital social mediante a assunção de dívidas com o BNDES. Como resultado disso, detemos a pequena central hidrelétrica Santa Luzia, localizada nas cidades de São Domingos e Iguaçú, no Estado de Santa Catarina, com capacidade instalada de 28,5 MW.

Eventos Societários de 2012

Em 13 de janeiro de 2012 a controlada em conjunto CPFL Renováveis celebrou contrato de compra e venda de ações com a empresa Cobra Instalaciones Y Servicios S.A., com objetivo de adquirir a totalidade das ações da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Atlântica").

Em março de 2012, a controlada em conjunto CPFL Renováveis celebrou do contrato de compra e venda de ações da sociedade SPE Lacenas Participações, controlada da usina Ester que detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar energia de biomassa com capacidade instalada de 40 MW. A usina Ester tem contrato

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

de energia comercializado no Leilão LFA 2007 de cerca de 7 MW médios, com duração de 15 anos. A energia restante será comercializada no Mercado Livre. Os ativos de cogeração localizam-se no município de Cosmópolis (SP) e encontram-se em operação comercial plena. A aquisição foi concluída em 18 de outubro de 2012.

Em 19 de junho de 2012, a controlada em conjunto CPFL Renováveis celebrou contrato de compra e venda de ações da sociedade BVP S.A., que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos. A Bons Ventos detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar os parques eólicos Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade total instalada de 157,5 MW. Estes Parques Eólicos localizam-se no estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia está contratada com a Eletrobrás por 20 anos, através do PROINFA. A transferência do controle da BVP para a controlada em conjunto CPFL Renováveis foi aprovada pela ANEEL, conforme fato relevante em 19 de junho de 2012.

Em 19 de dezembro de 2012, a controlada em conjunto CPFL Renováveis celebrou um contrato com a Equatorial Energia S.A. ("Equatorial") e com o acionista controlador da Equatorial, Jorge Queiroz de Moraes Junior, por meio do qual (i) o Acionista Controlador acordou em transferir o controle acionário detido na Rede Energia S.A. ("Rede") e suas subsidiárias para a Equatorial, e (ii) a Equatorial e a CPFL Energia acordaram a realização de investimentos visando a recuperação de companhias do grupo Rede, incluindo as concessionárias de distribuição de energia elétrica controladas pela Rede que estão sob intervenção da ANEEL. Esta operação está sujeita a determinadas condições, tais como (i) a aprovação pela ANEEL; (ii) a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE; (iii) aprovação pelos credores da Rede e outras companhias do grupo em reabilitação; (iv) aprovação por determinados credores e acionistas minoritários, nos termos dos respectivos contratos; e (v) respectivas aprovações societárias

Em dezembro de 2012, a CPFL Geração foi vencedora do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2012, que prevê a construção e operação de uma linha de transmissão de aproximadamente 6,5 km de extensão, além de uma subestação de 440 KV localizada no município de Piracicaba, no Estado de São Paulo. Essa linha será conectada à rede de uma das distribuidoras do grupo CPFL Energia e as obras serão executadas pela controlada CPFL Serviços, o que viabilizou o negócio. Exclusivamente para operar esta concessão vencedora do Leilão, a CPFL Geração constituiu a CPFL Transmissão Piracicaba S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda. ("CPFL Piracicaba").

Eventos Societários de 2013

Em 28 de março de 2013 foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") a incorporação pela Companhia do acervo líquido (ativos e passivos) referente a investimento de 27,51% detido pela CPFL Brasil na CPFL Energia Renováveis, passando a Companhia após esta incorporação a deter 63% do capital da CPFL Renováveis.

Para viabilizar a incorporação pela Companhia do passivo com debêntures foi aprovada na Reunião do Conselho de Administração realizada em 28 de março de 2013, a 5ª emissão de debêntures com quantidade de 10.920 e valor de R\$ 1.092.000, sendo respeitadas as mesmas características das originalmente emitidas pela CPFL Brasil no que se refere a custo, data pagamento de juros, vencimento final e garantias. A referida emissão da Companhia foi integralizada pelos antigos detentores das debêntures emitidas pela CPFL Brasil, não havendo movimentação financeira, tendo este ato societário sido aprovado em Assembleia Geral de Debenturistas realizada em 20 de março de 2013.

Esta operação teve como objetivo tornar a CPFL Brasil exclusivamente uma unidade de negócio de comercialização de energia, e a CPFL Geração exclusivamente uma gestora de participações societárias em empreendimentos de geração de energia, possibilitando a tomada de decisões adequadas a esses investimentos.

Eventos Societários de 2014

Em Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") realizada em 31 de janeiro de 2014 na controlada em conjunto EPASA, foi aprovado um aumento de capital no montante de R\$ 65.000, sendo que a Companhia subscreveu e integralizou o montante de R\$ 34.288, proporcional à sua participação no capital social da EPASA.

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

Aos demais acionistas, foi oferecida a faculdade para o exercício do direito de preferência de subscrição de ações a serem emitidas, em até 30 dias contados a partir da data do Aviso aos Acionistas, publicado em 01 de fevereiro de 2014. Na mesma AGE, a Companhia manifestou seu interesse em subscrever as ações remanescentes, caso não houvesse o exercício do direito de preferência pelos demais acionistas dentro do prazo estipulado. Decorrido o prazo estabelecido, os acionistas Eletricidade do Brasil S.A. e OZ&M Incorporação e Participação Ltda., exerceram parcialmente o direito de preferência na subscrição de ações que lhes era conferido, tendo subscrito e integralizado os montantes de R\$ 14.000 e R\$ 1.000, respectivamente.

Conforme estabelecido em Aviso aos Acionistas, a acionista Eletricidade do Brasil S.A. manifestou seu interesse em subscrever as ações remanescentes, dentro do prazo estipulado no Aviso aos Acionistas publicado em 12 de março de 2014. Em 21 de março de 2014 a Eletricidade do Brasil S.A. e a Companhia realizaram a integralização das ações remanescentes nos montantes de R\$ 4.556 e R\$ 11.156 respectivamente, passando a Companhia a deter 57,13% do capital social da controlada em conjunto EPASA. A variação de participação societária no montante de R\$ 2.002 foi registrada no investimento da Companhia. Ficando assegurado aos demais acionistas, por cláusula prevista em Acordo de Acionistas, o direito de exercer a opção de compra de ações remanescentes, no prazo de 12 meses a contar da data de integralização das ações remanescentes, com o objetivo de recompor sua participação ocasionalmente diluída.

Eventos Societários de 2015

Venda de participação na EPASA

Em 31 de janeiro de 2014, após realização de aumento de capital na controlada em conjunto EPASA, a CPFL Geração que detinha de 52,75% do capital da controlado em conjunto EPASA passou a deter 57,13% e alguns acionistas tiveram suas participações diluídas, que conforme o Acordo de Acionistas vigente ficou assegurado o direito de recompra de ações por partes destes acionistas com o objetivo de recompor suas participações até 1º de março de 2015. Este direito foi exercido parcialmente pela Eletricidade do Brasil S/A e OZ&M Incorporação e Participação Ltda. até 25 de fevereiro de 2015, que compraram da CPFL Geração 10.704.756 ações ordinárias pelo montante de R\$ 10.455, gerando um resultado positivo de R\$ 3.391 registrado na rubrica "ganho na alienação de ativos não circulantes", mantendo-se inalterada até 31 de março de 2015. Após esta operação societária a composição acionária do empreendimento controlado em conjunto EPASA passou a ser:

Acionistas	Posição em 25/02/2015 (*)		Posição em 31/12/2014	
	Ações	Participação - %	Ações	Participação - %
CPFL Geração de Energia S/A	150.941.659	53,34	161.646.415	57,13
Eletricidade do Brasil S/A	118.100.009	41,74	107.903.763	38,13
Aruaná Energia S/A	6.960.800	2,46	6.960.800	2,46
OZ&M Incorporação, Participação Ltda	6.959.277	2,46	6.450.767	2,28
Total	282.961.745	100,00	282.961.745	100,00

(*) Participação inalterada em 31/03/2015

Associação entre CPFL Renováveis e Dobrevê Energia S.A. ("DESA")

Em 17 de fevereiro de 2014, a CPFL Renováveis e a DESA celebraram um acordo de associação, mediante a incorporação pela CPFL Renováveis da WF2 Holding S.A. - ("WF2"), que será detentora da totalidade das ações de emissão da DESA na data de sua incorporação.

Em virtude da incorporação, o patrimônio líquido da CPFL Renováveis será aumentado pela emissão de novas ações da controlada, porém a CPFL Geração se manterá como acionista controlador, detendo mais de 50% de suas ações ordinárias. A consumação da associação está condicionada, ainda, ao resultado satisfatório das auditorias legal, contábil e financeira, de engenharia e ambiental a serem realizadas tanto pela CPFL Renováveis, em relação às operações da DESA, como pela DESA em relação às operações da CPFL Renováveis.

Em 13 janeiro de 2015 foi constituída a CPFL Transmissão Morro Agudo S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda. ("CPFL Morro Agudo"), exclusivamente para operar a concessão do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2014, para a construção e operação de uma subestação de 500 KV localizada no município de Morro Agudo, no Estado de São Paulo, além da construção de uma linha de transmissão de

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

aproximadamente 1 km de extensão. A linha e as aquisições dos equipamentos necessários para modificações, substituições e adequações nas entradas de linhas das subestações Ribeirão Preto e Marimbondo, serão transferidos sem ônus à concessionária de transmissão proprietária da linha seccionada a Ribeirão Preto Transmissão de Energia S.A.

Em 30 de setembro de 2015, por meio de Assembleia Geral Extraordinária, os nossos acionistas aprovaram uma reestruturação interna, por meio da qual transferiram as plantas de Macaco Branco e Rio de Peixe da controlada CPFL Centrais Geradoras. Para a controlada CPFL Geração, em troca de novas ações de emissão da CPFL Geração a valor contábil.

Em 30 de setembro de 2015, por meio de Assembleia Geral Extraordinária, foi aprovada uma reestruturação interna, por meio da qual transferiram as plantas de Macaco Branco e Rio de Peixe da controlada CPFL Centrais Geradoras para a controlada CPFL Geração, em troca de novas ações de emissão da CPFL Geração a valores contábeis.

Eventos Societários de 2017

Aquisição acionária da Companhia pela State Grid International Development Limited

Em 23 de janeiro de 2017, a nossa controladora CPFL Energia recebeu correspondência da State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid") 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 Fundação CESP, 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 controladora. Com a operação, a State Grid Brazil tornou-se o único controlador da CPFL Energia, 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 em 5 de dezembro de 2017, através do leilão da OPA no sistema de negociação da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão. Como resultado do leilão a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Controladora CPFL Energia representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.408.

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

Com a operação, a State Grid tornou-se o único controlador da CPFL Energia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi extinto.

Conversão das ações preferenciais em ordinárias

Em 26 de dezembro de 2017 através da AGE, foi efetuado alteração no estatuto social da Companhia para a conversão das ações preferenciais em ordinárias, na relação de conversão de ações em que, para cada 1 (uma) ação preferencial, será entregue 1 (uma) ação ordinária, por meio do cancelamento das ações preferenciais e da emissão de 136.991.810.529 (cento e trinta e seis bilhões, novecentos e noventa e um milhões, oitocentos e dez mil e quinhentos e vinte e nove) ações ordinárias.

Eventos Societários de 2018

Em 27 de julho de 2018 foi constituída a CPFL Transmissão Maracanaú S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda. ("CPFL Maracanaú"), exclusivamente para implantar e operar as

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 002/2018, uma subestação de 230/69 KV, localizada no município de Maracanaú, no Estado do Ceará, além de um trecho de linha de transmissão de aproximadamente 2 km de extensão. A linha e as aquisições dos equipamentos necessários para modificações, substituições e adequações nas entradas de linhas das subestações Cauípe e Fortaleza II, serão transferidos sem ônus à concessionária de transmissão proprietária da linha seccionada Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF.

Eventos Societários de 2019

Em 14 de fevereiro de 2019 foi constituída a CPFL Transmissão Sul I S.A. , atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. ("CPFL Sul I"), exclusivamente para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 005/2019, um novo pátio da Subestação Itá, com 224 MVA de potência e 230kV de tensão, e duas linhas de transmissão com um total de aproximadamente 230km, no estado de Santa Catarina.

Nesta mesma data, foi constituída a CPFL Transmissão Sul II S.A. , atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda. ("CPFL Sul II"), exclusivamente para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 011/2019, duas novas subestações, com capacidade total de 549 MVA, e 85km de linhas de transmissão, no estado do Rio Grande do Sul.

Eventos Societários de 2020

A CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") e suas subsidiárias CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração") e CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis") comunicam, em continuidade à comunicação realizada por meio do fato relevante datado de 21 de maio de 2019 que concluíram, nesta data, a segunda etapa do plano de integração da CPFL Renováveis mediante a Reestruturação Societária das empresas do Grupo CPFL ("Reestruturação Societária") (i) a cisão parcial da CPFL Geração com a versão de seu acervo líquido cindido para a CPFL Renováveis; (ii) a incorporação total, pela CPFL Renováveis, da CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras") e (iii) o aumento de capital da CPFL Renováveis mediante a integralização de créditos pela CPFL Geração.

A Reestruturação Societária foi anuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") em 22 de setembro de 2020, por meio da Resoluções Autorizativas nº 9.229/2020 e nº 9.230/2020, bem como a proposta foi avaliada e aprovada internamente pelas Diretorias Executivas e Conselhos de Administração das empresas envolvidas. A nova estrutura gera fortalecimento das estruturas administrativas e traz sinergias para o grupo.

Em decorrência da Reestruturação Societária e em consequência das operações:

1. O Capital Social da CPFL Renováveis passa a ser de R\$ 4.032.291.914,16 (quatro bilhões, trinta e dois milhões, duzentos e noventa e um mil, novecentos e quatorze reais e dezesseis centavos), dividido em 593.782.504 (quinhentos e noventa e três milhões, setecentos e oitenta e dois mil, quinhentos e quatro) ações ordinárias, totalmente subscritas e integralizadas;
2. O Capital Social da CPFL Geração passa a ser de R\$ 935.782.718,80 (novecentos e trinta e cinco milhões, setecentos e oitenta e dois mil, setecentos e dezoito reais e oitenta centavos), dividido em 181.789.018.844 (cento e oitenta e um bilhões, setecentos e oitenta e nove milhões, dezoito mil, oitocentos e quarenta e quatro) ações ordinárias, totalmente subscrito e integralizado;
3. Há a extinção da CPFL Centrais Geradoras, que é sucedida pela CPFL Renováveis.

Eventos Societários de 2021

Através de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 26 de abril de 2021 foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 1.087.000, com a integralização do AFAC, passando de R\$ 935.783 para R\$ 2.022.783, antes dividido em 181.789.019 ações ordinárias, atualmente dividido em 225.137.769 ações ordinárias, totalmente subscrito e integralizado pela acionista CPFL Energia.

6. Histórico do emissor / 6.5 - Pedido de falência ou de recuperação

6.5 Indicar se houve pedido de falência, desde que fundado em valor relevante, ou de recuperação judicial ou extrajudicial do emissor, e o estado atual de tais pedidos.

Não houve pedido de falência, nem de recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia.

6. Histórico do emissor / 6.6 - Outras inf. relev. - Histórico

6.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações a respeito do histórico do emissor já foram divulgadas nos itens anteriores.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

7. ATIVIDADES DO EMISSOR

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

A CPFL Geração é a holding dos ativos de geração do grupo CPFL Energia, com participações em grandes empreendimentos hidrelétricos e duas usinas térmicas, além de deter 50,85% da CPFL Renováveis (em conjunto com a CPFL Energia, detêm 100%), que é líder no segmento de energia renovável.

O portfólio da CPFL Geração é de 4.347 MW, compreendendo 7 usinas hidrelétricas (1.928 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Estamos constantemente avaliando novas oportunidades para explorar investimentos em projetos de geração. Contamos com um portfólio de 3.350 MW de projetos em desenvolvimento para os próximos anos e atualmente possuímos um projeto em construção, a PCH Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, com entrada em operação prevista para 2024.

Nossa estratégia

A Companhia faz parte do Grupo controlado pela CPFL Energia, cuja estratégia está descrita como se segue.

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

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

Em 31 de dezembro de 2021, a nossa Capacidade Instalada total consolidada foi de 4.385 MW. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, tornamo-nos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Atualmente, continuamos a ser o maior grupo de geração de energia renovável em termos de Capacidade Instalada em operação no Brasil, de acordo com a ANEEL.

Muitas de nossas instalações de geração possuem PPAs de longo prazo aprovadas pela ANEEL, o que acreditamos que nos garantirá uma taxa atraente de retorno sobre nosso investimento. Temos uma carteira consolidada na CPFL Renováveis de 3.067 MW. Também temos 28 MW em construção e um portfólio total de 3.350 MW de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos pela CPFL Renováveis nos próximos anos.

Foco em melhorar ainda mais nossa eficiência operacional.

Concentrar em melhorar ainda mais nossa eficiência operacional. Pretendemos realizar gastos de capital nos anos de 2022 a 2023 no valor de R\$ 788 milhões em nosso segmento de Geração. Além disso, neste período, planejamos investir R\$ 1.308 milhões em nossos negócios de transmissão. Já nos comprometemos contratualmente com parte desses gastos, principalmente em projetos de geração.

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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Acreditamos que, com a eventual estabilização do ambiente regulatório no setor energético brasileiro no futuro, poderá haver substancial consolidação nos setores de geração, transmissão e, sobretudo, distribuição.

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

Estratégia e gestão para o desenvolvimento sustentável.

Estruturamos nosso Plano de Sustentabilidade 2020-24, alinhado ao Planejamento estratégico, com o objetivo de impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do nosso modelo de negócio na comunidade e cadeia de valor. Para isso, definimos três pilares de atuação - energia sustentável, soluções inteligentes e valor compartilhado com a sociedade - e habilitadores: ética, transparência, desenvolvimento de colaboradores e inclusão. Dentro desses pilares, assumimos 15 compromissos públicos que contribuem para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, e são monitorados pela Plataforma de Sustentabilidade, nossa ferramenta de gestão.

A partir da estratégia definida no Plano de Sustentabilidade, realizamos a gestão sobre temas específicos e fundamentais para todo o setor elétrico, como Mudanças Climáticas. Pautamos nossa atuação sobre este tema em 4 frentes principais: Gestão das emissões de GEE, Gestão de riscos e oportunidades climáticos, Impulso à inovação e Engajamento e divulgação. Entre as oportunidades, oferecemos soluções de baixo carbono e descarbonização da matriz de energia aos nossos clientes, 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.

Também apoiamos as iniciativas de fomento aos interesses econômicos, culturais, esportivos, de saúde e sociais das comunidades em que operamos e de contribuição para seu contínuo desenvolvimento. Nesse contexto, um de nossos principais objetivos é promover o desenvolvimento sustentável dessas comunidades, por meio de ações que contribuam para o aprimoramento de políticas públicas e que promovam a inclusão, o desenvolvimento social e o networking, treinando e capacitando cada indivíduo para enfrentar os desafios sociais. Além disso, o Instituto CPFL fortaleceu, entre outros projetos, a frente de atuação CPFL Jovem Geração, voltada ao futuro das novas gerações, com projetos de transformação social através da cultura e do esporte que visam a redução dos índices de vulnerabilidade social, potencializando o impacto positivo nas comunidades onde atua. Ampliou a frente CPFL Nos Hospitais, que apoia projetos de humanização e melhorias em hospitais públicos. Também integram as atividades da instituição: o Circuito CPFL, programa com etapas de corrida e caminhada e sessões de cinema movido a energia solar; o CPFL Intercâmbio Brasil-China, que estabelece um diálogo cultural através de filmes, concertos e palestras; e outras atividades; e os programas do Café Filosófico CPFL, realizado em parceria com a TV Cultura e exibido na grade da emissora. Em 2021, o Grupo CPFL investiu R\$ 31,4 milhões em projetos que impactaram aproximadamente 564 mil pessoas, por meio do apoio à 70 instituições sociais e 14 hospitais em 46 municípios. E com nossas ações digitais impactamos cerca de 170 milhões de pessoas.

Em busca de melhores práticas de governança corporativa.

Dedicamo-nos a manter os mais altos padrões de transparência gerencial e governança corporativa, proporcionando direitos equitativos por meio de várias medidas, buscando valor para nosso acionista.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Concessões

Nós operamos sob concessões outorgadas pelo governo brasileiro por meio da ANEEL para nossos negócios de geração e transmissão. Nós possuímos as seguintes concessões com relação a nossos negócios de geração e transmissão:

Nº da Concessão.	Concessionária	Estado	Prazo
Transmissão			
003/2013	CPFL Piracicaba	São Paulo	30 anos a partir de fevereiro de 2013
006/2015	CPFL Morro Agudo	São Paulo	30 anos a partir de março de 2015
020/2018	CPFL Maracanaú	Ceará	30 anos a partir de setembro de 2018
005/2019	CPFL Sul I	Santa Catarina	30 anos a partir de março de 2019
011/2019	CPFL Sul II	Rio Grande do Sul	30 anos a partir de março de 2019

A Companhia informa que o empreendimento de Maracanaú, composto pelas linhas de transmissão LT C-1 CE - CPFL Maracanaú e a nova Subestação Maracanaú II com potência de 450MVA e tensão de 230/69 kV, entrou em operação comercial em 23 de maio de 2022. Maracanaú tem uma RAP de R\$ 7,9 milhões para o ciclo 2022-2023.

Usinas hidrelétricas	Nº da Concessão	Concessionária / Produtoras de Energia Independentes	Usina	Estado	Prazo	Período de renovação máximo
	008/2001	CERAN	14 de Julho, Castro Alves e Monte Claro	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de março de 2001	A critério da ANEEL
043/2000	ENERCAN	Campos Novos	Santa Catarina	35 anos a partir de maio de 2000	A critério da ANEEL	
005/1997	Investco	Luiz Eduardo Magalhães	Tocantins	35 anos a partir de dezembro de 1997	A critério da ANEEL	
128/2001	Foz do Chapecó	Foz do Chapecó	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	35 anos a partir de novembro de 2001	A critério da ANEEL	
Pequenas Centrais Hidrelétricas, Usinas Hidrelétricas e CGHs	Nº da Concessão	Concessionária / Produtoras de Energia Independentes	Fábrica	Estado	Prazo	Período de renovação máximo
	003/2011	Jayaditya	Americana	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
	002/2011	Chimay	Buritis	São Paulo	até novembro	30 anos

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

002/2011	Chimay	Capão Preto	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Chibarro	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Dourados	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
004/2011	Mohini	Eloy Chaves	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Esmeril	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Gavião Peixoto	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
004/2011	Mohini	Jaguari	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	Lençóis	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
004/2011	Mohini	Monjolinho	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
004/2011	Mohini	Pinhal	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
003/2011	Jayaditya	Salto Grande	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
002/2011	Chimay	São Joaquim	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
004/2011	Mohini	Socorro	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
003/2011	Jayaditya	Santana	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
2011/003	Jayaditya	Três Saltos	São Paulo	de 2027 até novembro de 2027	30 anos
010/1999	CPFL Renováveis Furnas (CPFL Renováveis)	Rio do Peixe I e II (Pequenas Centrais Hidrelétricas)	São Paulo	Até dezembro de 2042	
005/2004		Serra da Mesa	Goiás	30/09/2040 35 anos a partir de maio de 2001	A critério da ANEEL
036/2001	BAESA	Barra Grande	Rio Grande do Sul		

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 hídricas 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 6 CGHs (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, São Sebastião e Pinheirinho). Nossa Capacidade Instalada total em nosso segmento de geração era de 4.385MW em 31 de dezembro de 2021. A maior parte da energia elétrica que produzimos vem das nossas Usinas Hidrelétricas. Nós geramos um total de 13.320 GWh em 2021, 11.408 GWh em 2020 e 13.611 GWh em 2019.

Caso seja gerada menos energia do que o total de Energia Assegurada (ou seja, se o Fator de Geração em Escala, ou GSF, for menor do que 1,0), as geradoras hidrelétricas devem adquirir energia no mercado à vista para cobrir a escassez de energia e suprir o volume de Energia Assegurada no âmbito do MRE. De 2005 a 2012, o GSF permaneceu acima de 1,0. Contudo, a partir de 2013, esse cenário apresentou mudanças, o que levou o GSF a permanecer abaixo de 1,0 durante todo o ano de 2014. Em 2015, ele variou de 0,783 a 0,825,

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

o que resultou na compra de energia, pelos geradores, no mercado à vista, incorrendo, portanto, custos significativos. Não obstante, em dezembro de 2015, nós renegociamos, nos termos da Lei nº 13.203, os termos de nossos contratos de compra de energia para o Mercado Regulado, estabelecendo o custo do GSF a um risco de prêmio de R\$ 9,50/MWh por ano, até o final da vigência dos contratos de compra de energia ou término das concessões, o que ocorrer primeiro.

Geração

Usinas Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2021, nossa subsidiária CPFL Geração Energias Renováveis S.A. possuía participação de 51,54% na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa, que antes pertencia à CPFL Geração de Energia S.A.. Por meio de suas subsidiárias CERAN, ENERCAN e Chapecoense, a CPFL Geração possui participação nas Usinas de Monte Claro, Campos Novos, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó, que estão operacionais desde dezembro de 2004, fevereiro de 2007, março de 2008, dezembro de 2008 e outubro de 2010, respectivamente. Por meio da CPFL Jaguari Geração, nós possuímos participação de 4,15% (59,93% de 6,93%) na Energia Assegurada da Usina elétrica de Luiz Eduardo Magalhães.

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

Serra da Mesa. Nossa maior usina hidrelétrica em operação é a usina de Serra da Mesa, que adquirimos em 2001 da ESC Energia S.A. (anteriormente denominada VBC) uma de nossos antigos acionistas. Furnas começou a construção da usina de Serra da Mesa em 1985. Em 1994, a construção foi suspensa em razão de falta de recursos, o que levou a uma licitação pública a fim de retomar a construção. A Usina Hidrelétrica de Energia ("UHE") de Serra da Mesa possui três unidades geradoras localizadas no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A usina de Serra da Mesa iniciou operações em 1998 e tem uma Capacidade Instalada total de 1.275 MW. A concessão para a operação da UHE de Serra da Mesa é detida por Furnas, que também a opera, e parte das instalações pertence à nossa companhia (por meio de nossa controlada CPFL Renováveis). Um contrato celebrado entre a Companhia e a Furnas, com duração de 30 anos, iniciado em 1998, assegura-nos o recebimento de 51,54% da energia assegurada da usina até o ano de 2028, ainda que, na vigência da concessão, ocorra encampação, caducidade ou vencimento de seu prazo. Vendemos a totalidade da energia elétrica a Furnas nos termos de um contrato de compra e venda de energia elétrica que foi renovado em março de 2014 e cujo preço é reajustado anualmente com base no IGP-M. Este contrato tem vencimento para 2028. Nossa parcela da capacidade instalada e da energia assegurada da usina hidrelétrica de Serra da Mesa é de 657 MW e de 2.878 GWh/ano, respectivamente. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi formalmente prorrogada para 12 de novembro de 2039. Em 2016, devido à repactuação do GSF, a concessão de Serra da Mesa foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa da ANEEL nº 6.055/2016.

Complexo Hidrelétrico CERAN. Detemos uma participação de 65,0% na CERAN, uma subsidiária à qual foi outorgada, em março de 2001, uma concessão de 35 anos para a construção, o financiamento e a operação do Complexo Hidrelétrico CERAN. Os demais acionistas são a CEEE (com 30,0%) e a Desenvix (com 5,0%). O Complexo Hidrelétrico CERAN consiste de três usinas hidrelétricas: Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho. O Complexo Hidrelétrico CERAN está localizado no Rio das Antas, 120 km ao norte de Porto Alegre, próximo à cidade de Bento Gonçalves, no Estado do Rio Grande do Sul. Todo o Complexo Hidrelétrico CERAN tem Capacidade Instalada de 360 MW e energia assegurada estimada em 1.450 GWh por ano, dos quais a nossa participação é de 942 GWh/ano. Vendemos a nossa participação na energia assegurada deste Complexo a afiliadas do nosso grupo. Essas unidades são operadas pela CERAN, sob a supervisão da CPFL Geração.

Monte Claro (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da usina de Monte Claro que entrou em operação em 2004, possui Capacidade Instalada de 65 MW e a segunda unidade de geração, que entrou em operação em 2006, também possui Capacidade Instalada de 65 MW, resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e Energia Assegurada de 491 GWh por ano.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Castro Alves (Complexo CERAN). Em março de 2008, a primeira unidade de geração da Usina de Castro Alves entrou em operação, com Capacidade Instalada total de 43,4 MW. Em abril de 2008, a segunda unidade de geração entrou em operação, com Capacidade Instalada de 43,4 MW. A usina tornou-se completamente operacional em junho de 2008 (quando a terceira unidade de geração iniciou as operações), resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e energia assegurada de 542 GWh por ano.

14 de Julho (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da Usina de 14 de Julho se tornou operacional em dezembro de 2008 e a segunda unidade de geração tornou-se completamente operacional em março de 2009. Esta usina tem uma capacidade total instalada de 100 MW e uma energia assegurada de 416 GWh por ano.

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 às condições sob as quais iremos transferir a Subestação Monte Claro à Rede Básica, o que eliminaria os custos de manutenção e a nossa responsabilidade pela operação da Subestação.

Barra Grande. Essa usina se tornou completamente operacional em maio de 2006, com uma Capacidade Instalada de 690 MW e energia assegurada de 3.266 GWh por ano. A CPFL Renováveis detém 25,01% da participação nesta usina. Os outros participantes da *joint-venture* são Alcoa (42,18%), CBA – Companhia Brasileira de Alumínio (15,00%), DME – Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas (8,82%) e Camargo Corrêa Cimentos S.A. (9,00%). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

Campos Novos. Detemos participação de 48,72% na ENERCAN, uma *joint-venture* 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 Usina Hidrelétrica de Campos Novos. A usina foi construída no Rio Canoas, no Estado de Santa Catarina e se tornou completamente operacional em maio de 2007, com uma Capacidade Instalada de 880 MW e energia assegurada estimada de 3.326 GWh por ano, da qual nossa participação é de 1.620 GWh por ano. Os demais acionistas da ENERCAN são a CBA (33,14%), Votorantim Metais Níqueis S.A. (11,63%) e a CEEE (6,51%). A usina é operada pela ENERCAN, sob a supervisão da CPFL Geração. Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

Foz do Chapecó. Detemos participação de 51,0% na Chapecoense, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas dos setores privado e público, à qual foi concedida uma concessão de 35 anos em novembro de 2001 para construir, financiar e operar as Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó. Os demais 49,0% de participação na *joint-venture* estão divididos entre Furnas, que detém uma participação de 40,0% e a CEEE, que detém uma participação de 9,0%. A hidrelétrica Foz do Chapecó está localizada no Rio Uruguai, na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A Usina Foz do Chapecó se tornou plenamente operacional em março de 2011 com 855 MW de Capacidade Instalada total e Energia Assegurada de 3.742 GWh por ano. Vendemos 40% da nossa parcela de energia assegurada deste projeto para afiliadas do nosso grupo e 60% por meio de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, ou CCEARs. Em janeiro de 2013, a pedido da ANEEL, começamos o processo de transferência da subestação Foz de Chapecó e linhas de transmissão exclusivas à Rede Básica, dessa maneira eliminando os custos de manutenção e a responsabilidade pela operação desses ativos, assim como reduzindo o fator de perda de energia da linha de transmissão (perda regulatória). A transferência foi concluída em outubro de 2016.

Luiz Eduardo Magalhães. Detemos uma participação de de 4,15% (59,93% de 6,93%) na energia assegurada da usina de Luiz Eduardo Magalhães, também conhecida como UHE Lajeado. A usina está localizada no rio Tocantins, no Estado do Tocantins, e se tornou completamente operacional em novembro de 2002, com uma Capacidade Instalada total de 902,5 MW e energia assegurada de 4.425 GWh por ano. A usina foi construída pela Investco S.A., um consórcio que compreende a Lajeado Energia, EDP (Energias de Portugal), CEB (Companhia Energética de Brasília) e Paulista Lajeado (que adquirimos em 2007).

Usinas Termelétricas

Nós operamos duas usinas termelétricas. A Termonordeste, que começou as operações em dezembro de 2010, e a Termoparaíba, que começou as operações em janeiro de 2011, nos termos das autorizações da ANEEL, são

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

supridas por óleo combustível do complexo EPASA, com Capacidade Instalada total de 341,7 MW e Energia Assegurada total de 2.170 GWh por ano.

Em 31 de dezembro de 2021, possuíamos uma participação total de 53,34% na Termonordeste e Termoparaíba. As usinas termelétricas Termonordeste e a Termoparaíba estão localizadas na cidade de João Pessoa, no estado da Paraíba. A energia elétrica dessas usinas foi vendida por meio de CCEARs, e parte dessa energia foi adquirida pelas distribuidoras do Grupo CPFL. Em 2018, a ANEEL aprovou a Resolução nº 822/2018, permitindo que as usinas termelétricas realizassem e fossem compensadas pela recuperação das reservas operacionais do sistema para controle de frequência como um serviço auxiliar. Assim, a partir de outubro de 2018, a cada semana, usinas termelétricas podem oferecer preços de até 130% do seu custo de despacho atual, e o ONS programa o despacho considerando o menor custo para o sistema elétrico. A Resolução nº 822/2018 representa o reconhecimento por parte da ANEEL das despesas adicionais incorridas por usinas termelétricas para responder aos despachos intermitentes do ONS devido à variação na geração de energia intermitente com restrições operacionais em usinas hidrelétricas. O aumento de 30% no preço sobre o custo operacional das usinas está sendo testado pela ANEEL enquanto a agência examina os preços oferecidos pelas Usinas Termelétricas, e tem como objetivo compensar a manutenção e o consumo de combustível decorrente das necessidades das usinas de iniciar e interromper as operações em vários momentos ao longo de qualquer semana específica. Antes da Resolução nº 822/2018, tais custos adicionais eram pagos pelas usinas termelétricas com o objetivo de prestar um serviço auxiliar aos clientes para controle de frequência.

A UTE, Carioba, possuía uma capacidade instalada de 36 MW. Entretanto, está oficialmente desativada desde 19 de outubro de 2011 conforme previsto na Portaria nº 4.101 de 2011, sua concessão foi extinta pelo Poder Concedente, a pedido da CPFL, através da Portaria MME nº 315, de 12 de agosto de 2019.

Pequenas Centrais Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2021, todas as nossas Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs e Centrais Geradoras Hidrelétricas estavam sob a gestão da CPFL Renováveis. Para fins de simplificação, a CPFL denomina como PCHs, no âmbito deste FRE, as usinas hídricas que possuem até 30 MW de potência. Por sua vez, as CGHs são as usinas hídricas com potência até 5 MW que consistem em dois grupos de instalações:

- Nove dessas usinas eram originalmente gerenciadas conjuntamente com suas empresas de distribuição associadas dentro de nosso segmento de Distribuição. A Lei nº 12.783/13, de 11 de janeiro de 2013, especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição obtidas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Sob a Lei nº 12.783/13, estas concessões podem ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e de baixas tarifas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 previu que os titulares de concessões que estavam prestes a expirar em 2015, 2016 e 2017 poderiam requisitar a renovação antecipada em 2013, sob certas condições. No entanto, a Resolução nº 521/12 publicada pela ANEEL, em 14 de dezembro de 2012, estabeleceu que as concessões de geração a serem renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13 devem ser divididas em entidades operacionais separadas de empresas de distribuição, nos casos onde a Capacidade Instalada da entidade concessionária original exceda 1 MW. Em 10 de outubro de 2012, em antecipação da Lei nº 12.783/13, requisitamos a renovação antecipada das concessões detidas por nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (atualmente, todas elas incorporadas pela CPFL Santa Cruz), que foram originalmente concedidas em 1999 por um prazo de 16 anos. Em conformidade com o requisito de divisão nos termos da Resolução nº 521/12, fomos obrigados a separar as atividades de geração e distribuição de três usinas, Rio do Peixe I e II e Macaco Branco, cujas instalações de geração foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras em 29 de agosto de 2013. Naquela época, nossa administração decidiu, por razões operacionais, segregar as atividades de geração e distribuição das seis instalações restantes detidas pelas cinco subsidiárias de distribuição (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião), cujas instalações de geração também foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras. Em 4 de dezembro de 2012, as concessões das Pequenas Centrais Hidrelétricas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco foram renovadas para um período de 30 anos sob a Lei nº 12.783. Os contratos de concessão desses empreendimentos foram transferidos da CPFL Centrais Geradoras para a CPFL Geração em 30 de setembro de 2015. Em 22 de setembro de 2020, por meio das Resoluções Autorizativas ANEEL nº 9.229 e 9.230/2020, as concessões foram transferidas da CPFL Geração para a CPFL Renováveis. Em janeiro de 2021, Macaco Branco (2 MW), que operava sob o regime de cotas, teve o término de sua operação em decorrência da necessidade de desapropriação das áreas ocupadas pela usina para a implantação de barragens do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE), que visam incrementar e aprimorar a oferta hídrica para as Bacias de Piracicaba, Capivari e Jundiá (PCJ) e Sistema Cantareira, mediante indenização. A

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

CPFL já solicitou para a ANEEL a instrução do processo de extinção da concessão. O processo ainda tramita na autarquia.

- Durante 2014, as concessões para os parques de Salto do Pinhal e Ponte do Silva foram rescindidas nos termos da Resolução Autorizativa nº 4.559/2014, que determinou que as concessões de Micro Centrais Hidrelétricas inativas seriam extintas sem reversão dos respectivos ativos ao governo.
- A instalação remanescente, Cariobinha, era detida pela CPFL Geração, desde a assinatura do contrato de concessão, porém, com a conclusão do projeto Unio, foi transferida para a CPFL Renováveis. Desde 2016, deixamos de incluir a Cariobinha em nossa Capacidade Instalada e dados de Energia Assegurada, já que a instalação está inativa. Também requeremos a encerrar a concessão da Cariobinha. Em resposta à nossa solicitação de rescisão, em 17 de julho de 2018, o MME publicou a Portaria nº 304/2018, que encerrou a concessão de Cariobinha, sem reversão de ativos. Em setembro de 2019, a SCG/ANEEL publicou o Despacho nº 039/2019, que declarou nulo o contrato de concessão da Cariobinha. De acordo com a lei local que nos permitiu incluir Cariobinha em nossos ativos gerados, estamos organizando a devolução das instalações de Cariobinha ao município de Americana, onde está instalada.

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

- 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);
- 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
- 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. Rio do Peixe I e II receberam um total de R\$34,4 milhões em pagamento de indenização. Os ativos de Macaco Branco tinham sido totalmente amortizados e, portanto, não geraram pagamento de indenização.

A tabela a seguir define certas informações relativas às nossas instalações de Usinas hidrelétricas, termelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas pertencentes às empresas CPFL Geração, Paulista Lajeado e Chapecoense em 31 de dezembro de 2021:

• Usinas Hidrelétricas com Potência Instalada Maior que 50 MW

Fonte	Empresa	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
				Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE	CPFL Renováveis	Serra da Mesa ⁽¹⁾	51,54%	657,14	1275	30/09/2040	2.878,25	5.584,50
UHE	CPFL Geração	14 de Julho	65,00%	65	100	15/03/2036	270,47	416,1
UHE	CPFL Geração	Monte Claro	65,00%	84,5	130	15/03/2036	319,43	491,44
UHE	CPFL Geração	Castro Alves	65,00%	84,5	130	15/03/2036	351,89	541,37
UHE	Chapecoense	Foz do Chapecó	51,00%	436,05	855	18/09/2038	1.908,56	3.742,27
UHE	CPFL Geração	Campos Novos	48,72%	428,74	880	29/05/2035	1.620,51	3.326,17
UHE	CPFL Renováveis	Barra Grande	25,01%	172,57	690	14/01/2036	816,76	3.265,73
UHE	Paulista Lajeado Energia	Luis Eduardo Magalhães (Lajeado)	4,15%	37,45	902,49	16/12/2032	183,62	4.424,68
		Subtotal		1.965,94	4.962,49		8.349,49	21.792,25

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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

OBS: UHE Macaco Branco teve término de operação comercial em dezembro de 2020, haja vista a construção de barragens pelo DAEE e indenização recebida pela CPFL. A referida suspensão comercial foi oficializada em 03 de janeiro de 2021 mediante a publicação do Despacho nº569/2021 e a suspensão da Receita Anual de Geração (RAG) foi também suspensa com a publicação do Despacho nº 848/2021. Consta ainda em tramitação na ANEEL processo para extinção da concessão da usina.

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

- Usinas Termelétricas a Óleo Combustível**

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE	Termonordeste	53,34%	91,13	170,85	12/12/2042	578,47	1.084,49
UHE	Termoparaíba	53,34%	91,13	170,85	07/12/2042	578,93	1.085,36
Subtotal			182,26	341,70		1.157,40	2.169,85

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

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
CGH	Andorinhas ⁽²⁾	50,85%	0,26	0,51	n/a	2,05	4,03
CGH	Diamante ⁽²⁾	50,85%	2,06	4,05	n/a	7,89	15,51
CGH	Guaporé ⁽²⁾	50,85%	0,34	0,67	n/a	2,76	5,43
CGH	Pirapó ⁽²⁾	50,85%	0,39	0,76	n/a	2,85	5,61
CGH	Saltinho ⁽²⁾	50,85%	0,41	0,8	n/a	3,25	6,39
CGH	São José ⁽²⁾	50,85%	0,40	0,79	n/a	1,06	2,08
CGH	Turvinho ⁽²⁾	50,85%	0,41	0,8	n/a	1,34	2,63
Subtotal			4,26	8,38		21,19	41,68

(2) 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.

Em 31 de dezembro de 2021, nós possuíamos uma participação de 50,85% % na CPFL Renováveis, uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, ERSA – Energias Renováveis S.A., que detém nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nos tornamos o maior grupo de geração de energia renovável do Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Consolidamos integralmente a CPFL Renováveis em nossas demonstrações financeiras desde 1º de agosto de 2011. A CPFL Renováveis realizou sua oferta pública inicial em julho de 2013, resultando em uma diminuição em nossa participação de 63% para 58,84%. Em 1º de outubro de 2014, a CPFL Renováveis adquiriu 100% das ações da DESA através de uma emissão de ações da CPFL Renováveis, resultando em uma diminuição de nossa participação acionária na CPFL Renováveis de 58,84% para 51,61%. Em 29 de novembro de 2018, a State Grid adquiriu 243.771.824 ações ordinárias da CPFL Renováveis por meio de uma oferta obrigatória que a State Grid foi obrigada a realizar ao conquistar o controle de nossa companhia, de acordo com a legislação brasileira aplicável. Como resultado dessa oferta obrigatória, a State Grid e nós, junto com nossa controladora CPFL Energia, detemos 100,00% do capital total da CPFL Renováveis.

Em 21 de maio de 2019, o conselho de administração da controladora CPFL Energia autorizou o início da integração da CPFL Renováveis em nossa estrutura administrativa. Nosso plano de integração para a CPFL Renováveis envolve (i) a implementação de planos para reestruturar e melhorar as operações da CPFL Renováveis, com o objetivo de criar sinergias entre a CPFL Renováveis e nossos negócios atuais e (ii) a realização de estudos e análises de uma reorganização societária. Isso pode envolver uma consolidação total ou parcial da CPFL Geração e da CPFL Renováveis, que ainda está sujeita a uma revisão adicional e, finalmente, à aprovação de nossa administração. Em 1º de julho de 2019, após a autorização de nosso conselho de administração, nossa diretoria aprovou a integração da estrutura administrativa da CPFL Renováveis em nosso modelo organizacional para otimizar operações e obter eficiência. Essa consolidação em potencial ocorreria apenas após uma decisão final com relação ao requisito da B3 de restabelecer o free float da CPFL Renováveis.

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 um preço de compra de R\$ 16,85 por ação, conforme determinado pelos membros independentes do conselho de administração em 29 de maio de 2019 com base

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

em laudo de avaliação elaborado pela consultoria financeira UBS. O preço total de compra pago por nós à State Grid foi de R\$ 4,1 bilhões. Esperamos que essa transação permita sinergias potenciais entre nós e nossas subsidiárias. Em 19 de dezembro de 2019, o conselho de administração da controladora CPFL Energia e nossa diretoria aprovaram a oferta pública de aquisição da CPFL Geração para adquirir as ações ordinárias restantes em circulação da CPFL Renováveis para permitir a conversão do registro da CPFL Renováveis como companhia aberta da categoria "A" em uma companhia aberta da categoria "B" e/ou sua saída do Novo Mercado. Essa oferta pública está sujeita ao registro na CVM e à autorização da B3. O preço por ação oferecido é de R\$ 16,85, ajustado pela SELIC a partir da data da oferta pública obrigatória realizada pela State Grid em novembro de 2018.

A CPFL Renováveis investe em fontes de produção independente de energia renovável, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas eólicas, usinas termelétricas a biomassa e usinas de energia solar fotovoltaicas no mercado brasileiro. A CPFL Renováveis tem uma vasta experiência no desenvolvimento, aquisição, construção e operação de usinas de geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis. A CPFL Renováveis opera em oito estados brasileiros e seus negócios contribuem para o desenvolvimento econômico e social local e regional.

Ao longo de 2020, ocorreu a transferência das participações detidas pela CPFL Geração para a CPFL Renováveis das usinas Barra Grande, Serra da Mesa – sob concessão de Furnas, Macaco Branco, Rio do Peixe I e II e as 6 CGHs antes detidas pela CPFL Centrais Geradoras (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, São Sebastião e Pinheirinho). Para fins de simplificação deste FRE, considerando que tais empreendimentos já foram contemplados no subitem imediatamente anterior, o texto a seguir refere-se aos empreendimentos da CPFL Renováveis antes da transferência de tais ativos.

Antes da referida transferência, que já fora concluída, a CPFL Renováveis já consistia nas entidades de geração descritas abaixo. Todos os números de Garantia Física e Capacidade Instalada informadas 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:

- 23 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica por meio de 41 Pequenas Centrais Hidrelétricas, que consistem em (i) 40 PCHs operacionais, com Capacidade Instalada de 453,1 MW, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná, Minas Gerais e Mato Grosso, e (ii) 1 PCH, Lucia Cherobim, com Capacidade Instalada de 28 MW, que está em construção e com início de operações estimado para 2024, localizada no Estado do Paraná.
- 47 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a partir de fontes eólicas, por meio de 49 parques eólicos, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul. Todos os 49 parques eólicos estão em operação com Capacidade Instalada total de 1.390 MW. Destaque-se que 4 parques eólicos (Gameleira, Figueira Branca, Farol de Touros e Costa das Dunas), com Capacidade Instalada total de 81,7 MW, entraram em operação no segundo trimestre de 2021, antecipando sua operação em cerca de 2,5 anos do prazo oficial estabelecido pela ANEEL.
- Oito subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a biomassa, todas as quais estão operacionais, com total de Capacidade Instalada de 370 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte
- Uma subsidiária envolvida na geração de energia elétrica de uma usina de energia solar, Tanquinho, que está localizada no estado de São Paulo e tem Capacidade Instalada total de 1,1 MWp. Tanquinho iniciou suas operações em 27 de novembro de 2012 e tem a capacidade para gerar 1,7 GWh/ano.

Capacidade Instalada Existente

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

Pequenas Centrais Hidrelétricas

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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

A CPFL Renováveis operava até 2021, 40 de nossas 48 Pequenas Centrais Hidrelétricas, sob o regime de concessão, autorização e registro, todas localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Paraná e Rio Grande do Sul. Atualmente, a CPFL Renováveis opera todas as PCHs do Grupo CPFL.

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

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

Usinas termelétricas a biomassa

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

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

A CPFL Renováveis atualmente possui 8 Usinas Termelétricas a Biomassa sob o regime de autorização, localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio Grande do Norte e Paraná.

CPFL Alvorada. A usina da UTE Alvorada, localizada na cidade de Araporã, no estado de Minas Gerais, iniciou suas operações em novembro de 2013. A Capacidade Instalada total da UTE Alvorada é de 50 MW e a Energia Assegurada é de 16,6 MW médios. Este projeto tem um PPA associado em vigor até 2032 com a CPFL Brasil.

CPFL Bioenergia. Em parceria com a Baldin Bioenergia, construímos uma usina de cogeração na cidade de Pirassununga, no estado de São Paulo, a qual entrou em operação em agosto de 2010. Esta usina de cogeração tem 45 MW de Capacidade Instalada total. A usina possui uma Energia Assegurada de 10,42 MW médios e toda esta energia elétrica é vendida para a CPFL Brasil.

CPFL Bio Formosa. Em 2009, a CPFL Brasil fundou a usina Baía Formosa (CPFL Bio Formosa), localizada na cidade de Baía Formosa, no estado do Rio Grande do Norte, com uma Capacidade Instalada total de 40 MW. A CPFL Bio Formosa iniciou suas operações em setembro de 2011. 11 MW médios da energia foi vendida no leilão A-5 (veja “—Lei da Nova Estrutura Regulatória —Leilões no Mercado Regulado”), com CCEARs em vigor até 2025.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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

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

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

CPFL Bio Pedra. Em março de 2010, a CPFL Bio Pedra, que criamos para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana-de-açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A CPFL Bio Pedra, localizada na cidade de Serrana, no estado de São Paulo, iniciou as operações em maio de 2012, com uma Capacidade Instalada total de 70 MW e uma Energia Assegurada de 23,9 MW médios. A energia elétrica da CPFL Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, com CCEARs em vigor até 2027.

CPFL Coopcana. A construção da UTE Coopcana começou em 2012 na cidade de São Carlos do Ivaí, no estado do Paraná, e suas operações iniciaram em 28 de agosto de 2013. A Capacidade Instalada total da UTE Coopcana é de 50 MW e sua Energia Assegurada é de 18 MW médios. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia associado em vigor até 2033 com a CPFL Brasil.

Usina de Energia Solar

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

Parques Eólicos

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

A construção de um parque eólico é menos complexa do que a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, uma vez que consiste na preparação da fundação e instalação de turbinas eólicas, que são montadas no local pelos fornecedores. O período de construção de um parque eólico é menor do que de uma Pequena Central Hidrelétrica. O investimento por MW instalado para a construção de um parque eólico é proporcionalmente menor do que o investimento para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Em contrapartida, a operação pode ser mais complexa e há mais riscos associados com a variabilidade dos ventos, especialmente no Brasil, onde há um pequeno histórico de medição de vento.

Certas regiões do Brasil são mais favoráveis em termos de velocidade de vento, com altas velocidades médias e baixa volatilidade, conforme medido pela variação de velocidade, permitindo maior previsibilidade no volume de energia eólica a ser produzido. Parques eólicos operam de modo complementar com usinas hidrelétricas, uma vez que a velocidade do vento é geralmente mais elevada em períodos de seca e, portanto, viabiliza a

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

preservação de água nos reservatórios em períodos de escassez de chuva. A operação complementar de parques eólicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas deverá permitir-nos “estocar” energia potencial nos reservatórios das Usinas Hidrelétricas durante o período de alta geração de energia eólica. Estimativas da Abeeólica – Associação Brasileira de Energia Eólica indicam um potencial de energia eólica de 500 GW no Brasil, um volume que ultrapassa significativamente a atual capacidade total instalada do país de 17 GW, em dezembro de 2020, de acordo com a ANEEL, sinalizando um potencial elevado de crescimento neste segmento. Parques eólicos também são elegíveis ao MDL e possuem potencial de geração de carbono para venda.

Atualmente temos 45 usinas eólicas sob o regime de autorização, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

Complexo Atlântica. O complexo Atlântica é composto pelos Parques Eólicos Atlântica I, II, IV e V. O complexo possui Capacidade Instalada total de 120 MW e Energia Assegurada total de 49,9 MW médios. A energia elétrica desses parques eólicos foi vendida por meio de um Leilão de energia alternativa realizado em 2010, ou o Leilão de Fontes Alternativas de 2010, com os CCEARs em vigor até 2033. O complexo Atlântica iniciou suas operações em março de 2014.

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

Campo dos Ventos II. Em 2010, a CPFL Geração adquiriu o Parque Eólico Campo dos Ventos II (CPFL Renováveis atualmente detém esse investimento) nas cidades de João Câmara e Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte, que iniciou suas operações em setembro de 2013. Este parque eólico possui Capacidade Instalada de 30 MW e Energia Assegurada de 15 MW médios. A energia elétrica de Campo dos Ventos II foi vendida através de um leilão realizado em 2010, com PPAs em vigor até agosto de 2033.

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

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

Complexo Eurus. O complexo Eurus é composto pelos Parques Eólicos Eurus I e Eurus III. O complexo possui Capacidade Instalada total de 60 MW e Energia Assegurada total de 31,6 MW médios. O complexo Eurus vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva 2010.

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

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

Complexo Macacos. O complexo Macacos é composto pelos Parques Eólicos Pedra Preta, Costa Branca, Juremas e Macacos. O complexo possui Capacidade Instalada total de 78,2 MW e Energia Assegurada total de 37,5 MW médios. 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, Morro dos Ventos III, Morro dos Ventos IV, Morro dos Ventos VI e Morro dos Ventos IX. O complexo possui Capacidade Instalada total de 145,2 MW e Energia Assegurada total de 68,6 MW médios. O complexo Morro dos Ventos vendeu sua energia através do Leilão de Energia de Reserva 2009.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Morro dos Ventos II. O parque eólico Morro dos Ventos II, no estado do Rio Grande do Norte, possui Capacidade Instalada de 29,2 MW e Energia Assegurada total de 15,4 MW médios. Este parque eólico iniciou suas operações em abril de 2015.

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

Pedra Cheirosa. O Complexo Pedra Cheirosa, localizado no estado do Ceará, é composto pelos Parques Eólicos Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II, que possuem Capacidade Instalada total de 48,3 MW e Energia Assegurada total de 27,5 MW médios. Este parque eólico iniciou suas operações em junho de 2017.

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

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

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

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

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

Complexo Eólico Gameleira. O complexo eólico da Gameleira é composto pelos parques eólicos Gameleira, Figueira Branca, Costa das Dunas e Farol de Toros. Está localizado no estado do Rio Grande do Norte com Capacidade Instalada total de 81,7 MW e Energia Assegurada total de 359,2 GWh/ano. Em agosto de 2018, no Leilão de Energia A-6/2018, o complexo eólico Gameleira vendeu 12,0 MW médios da energia a ser gerada por ele a preço de leilão de R\$ 89,89/MWh, com reajustes anuais pelo IPCA ao preço teto do leilão de R\$ 227,00/MWh. Além disso, o complexo eólico da Gameleira vendeu sua energia restante no Mercado Livre.

A tabela a seguir apresenta certas informações relativas às nossas principais instalações renováveis, detidas pela CPFL Renováveis (50,85% de nossa participação), em operação em 31 de dezembro de 2021:

- **Usina Solar Fotovoltaica**

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UFV	Tanquinho ⁽¹⁾	50,85%	0,56	1,1	n/a	0,76	1,49
	Subtotal		0,56	1,1	n/a	0,76	1,49

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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

- Usina Termelétrica a Biomassa**

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
BIO	Alvorada ⁽²⁾	50,85%	25,43	50	09/11/2043	59,25	116,51
BIO	Baía Formosa	50,85%	20,34	40	15/05/2032	18,71	36,79
BIO	Baldin ⁽²⁾	50,85%	22,88	45	27/08/2040	19,38	38,11
BIO	Buriti ⁽²⁾	50,85%	37,76	74,25	10/07/2041	48,02	94,43
BIO	Coopcana ⁽²⁾	50,85%	25,43	50	28/08/2043	80,18	157,68
BIO	Ester ⁽²⁾	50,85%	20,34	40	03/06/2040	58,36	114,76
BIO	Ipê (Antiga Ceni) ⁽²⁾	50,85%	12,71	25	17/05/2042	19,22	37,79
BIO	Pedra	50,85%	35,60	70	28/02/2046	113,14	222,5
	Subtotal		200,48	394,25		416,24	818,57

- Usina de Geração Eólica**

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
EOL	Atlântica I	50,85%	15,26	30	18/07/2048	58,36	114,76
EOL	Atlântica II	50,85%	15,26	30	04/03/2046	51,23	100,74
EOL	Atlântica IV	50,85%	15,26	30	04/03/2046	57,91	113,88
EOL	Atlântica V	50,85%	15,26	30	22/03/2046	54,79	107,75
EOL	Bons Ventos	50,85%	25,43	50	10/03/2038	72,92	143,4
EOL	Campo dos Ventos I ⁽²⁾	50,85%	12,81	25,2	23/06/2046	60,58	119,14
EOL	Campo dos Ventos II	50,85%	15,26	30	18/04/2046	66,82	131,4
EOL	Campo dos Ventos III ⁽²⁾	50,85%	12,81	25,2	05/05/2046	59,69	117,38
EOL	Campo dos Ventos V ⁽²⁾	50,85%	12,81	25,2	04/06/2046	52,12	102,49
EOL	Canoa Quebrada BV	50,85%	28,98	57	11/12/2032	107,26	210,94
EOL	Canoa Quebrada RV	50,85%	5,34	10,5	19/06/2037	14,75	29
EOL	Costa Branca	50,85%	10,53	20,7	14/10/2046	43,65	85,85
EOL	Costa das Dunas	50,85%	14,44	28,4	11/01/2054	63,70	125,27
EOL	Enacel	50,85%	16,02	31,5	13/11/2032	45,57	89,61
EOL	Eurus I	50,85%	15,26	30	20/04/2046	69,04	135,78
EOL	Eurus III	50,85%	15,26	30	25/04/2046	71,72	141,04
EOL	Eurus VI	50,85%	4,07	8	25/08/2045	14,08	27,68
EOL	Farol de Touros	50,85%	12,66	24,9	11/01/2054	55,68	109,5
EOL	Figueira Branca	50,85%	5,44	10,7	11/01/2054	24,05	47,3
EOL	Foz do Rio Choró ⁽⁴⁾	50,85%	12,81	25,2	31/01/2039	32,83	64,56
EOL	Gameleira	50,85%	9,05	17,8	11/01/2054	39,20	77,09
EOL	Icaraizinho	50,85%	27,76	54,6	28/08/2032	98,35	193,42
EOL	Juremas	50,85%	8,19	16,1	29/09/2046	29,40	57,82

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

EOL	Macacos	50,85%	10,53	20,7	29/09/2046	38,75	76,21
EOL	Morro dos Ventos I	50,85%	14,64	28,8	28/07/2045	60,49	118,96
EOL	Morro dos Ventos II	50,85%	14,83	29,16	14/06/2047	61,03	120,01
EOL	Morro dos Ventos III	50,85%	14,64	28,8	05/08/2045	61,96	121,85
EOL	Morro dos Ventos IV	50,85%	14,64	28,8	05/08/2045	61,20	120,36
EOL	Morro dos Ventos IX	50,85%	15,26	30	28/07/2045	63,75	125,36
EOL	Morro dos Ventos VI	50,85%	14,64	28,8	28/07/2045	58,36	114,76
EOL	Paracuru ⁽²⁾	50,85%	12,81	25,2	29/11/2038	56,04	110,2
EOL	Pedra Cheirosa I	50,85%	12,81	25,2	04/08/2049	64,59	127,02
EOL	Pedra Cheirosa II	50,85%	11,75	23,1	23/07/2049	57,91	113,88
EOL	Pedra Preta	50,85%	10,53	20,7	14/10/2046	45,88	90,23
EOL	Praia Formosa	50,85%	53,39	105	05/06/2032	128,42	252,55
EOL	Santa Clara I	50,85%	15,26	30	02/07/2045	61,07	120,1
EOL	Santa Clara II	50,85%	15,26	30	05/08/2045	56,84	111,78
EOL	Santa Clara III	50,85%	15,26	30	02/07/2045	55,73	109,59
EOL	Santa Clara IV	50,85%	15,26	30	30/07/2045	54,84	107,84
EOL	Santa Clara V	50,85%	15,26	30	11/10/2045	55,28	108,71
EOL	Santa Clara VI	50,85%	15,26	30	30/07/2045	54,75	107,66
EOL	Santa Mônica ⁽²⁾	50,85%	14,95	29,4	09/12/2046	69,49	136,66
EOL	Santa Úrsula ⁽²⁾	50,85%	13,88	27,3	15/11/2046	73,95	145,42
EOL	Santo Dimas ⁽²⁾	50,85%	14,95	29,4	11/10/2046	76,62	150,67
EOL	São Benedito ⁽²⁾	50,85%	14,95	29,4	13/08/2046	74,84	147,17
EOL	São Domingos ⁽²⁾	50,85%	12,81	25,2	27/08/2046	59,69	117,38
EOL	São Martinho ⁽²⁾	50,85%	7,47	14,7	04/11/2046	37,86	74,46
EOL	Taiíba Albatroz ⁽²⁾	50,85%	8,39	16,5	19/11/2038	29,89	58,78
EOL	Lagoa do Mato	50,85%	1,64	3,23	26/06/2037	6,37	12,53
	Subtotal		707,01	1.390,39		2.769,26	5.445,94

- Usinas Hidrelétricas (menores que 50 MW)**

Fonte	Nome	Participação	Potência		Fim de Outorga	Energia Assegurada	
			Potência CPFL (MW)	Potência (MW)		Participação CPFL	GWh
UHE	Rio do Peixe (I e II)	50,85%	9,18	18,06	04/12/2042	25,79	50,72
UHE	Buritis	50,85%	0,41	0,8	20/11/2027	4,01	7,88
UHE	Monjolinho	50,85%	0,31	0,6	20/11/2027	1,38	2,72
UHE	Socorro	50,85%	0,51	1	20/11/2027	2,67	5,26
UHE	Três Saltos	50,85%	0,33	0,64	20/11/2027	2,67	5,26
PCH	Capão Preto	50,85%	2,19	4,3	20/11/2027	10,15	19,97
PCH	Chibarro	50,85%	1,32	2,6	20/11/2027	7,53	14,8
PCH	Gavião Peixoto	50,85%	2,44	4,8	20/11/2027	17,01	33,46
PCH	Alto Irani	50,85%	10,68	21	30/10/2032	61,03	120,01

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

PCH	Americana	50,85%	15,26	30	20/11/2027	40,09	78,84
PCH	Arvoredo	50,85%	6,61	13	07/11/2032	34,61	68,07
PCH	Barra da Paciência	50,85%	11,70	23	20/12/2029	66,33	130,44
PCH	Boa Vista II	50,85%	15,20	29,9	08/11/2050	69,22	136,13
PCH	Lençóis	50,85%	0,85	1,68	20/11/2027	7,49	14,72
PCH	Cocais Grande	50,85%	5,09	10	23/12/2029	22,81	44,85
PCH	Corrente Grande	50,85%	7,12	14	17/01/2030	38,00	74,72
PCH	Dourados	50,85%	5,49	10,8	20/11/2027	34,57	67,98
PCH	Eloy Chaves	50,85%	9,66	19	20/11/2027	54,34	106,87
PCH	Esmeril	50,85%	2,56	5,04	20/11/2027	12,83	25,23
PCH	Figueirópolis	50,85%	9,87	19,41	05/05/2034	56,13	110,38
PCH	Jaguari	50,85%	6,00	11,8	20/11/2027	40,09	78,84
PCH	Ludesa	50,85%	15,26	30	18/12/2032	19,09	37,54
PCH	Mata Velha	50,85%	12,20	24	16/05/2032	58,36	114,76
PCH	Ninho da Águia	50,85%	5,09	10	30/12/2029	28,95	56,94
PCH	Novo Horizonte	50,85%	11,70	23	26/11/2032	46,32	91,1
PCH	Paiol	50,85%	10,17	20	07/08/2032	49,09	96,54
PCH	Pinhal	50,85%	3,46	6,8	20/11/2027	16,48	32,41
PCH	Plano Alto ⁽²⁾	50,85%	8,14	16	14/02/2038	45,75	89,97
PCH	Salto Góes ⁽²⁾	50,85%	10,17	20	28/12/2042	49,45	97,24
PCH	Santa Luzia	50,85%	14,49	28,5	20/12/2037	82,05	161,36
PCH	Salto Grande	50,85%	2,31	4,55	20/11/2027	12,12	23,83
PCH	São Gonçalo (Antiga Santa Bárbara) ⁽²⁾	50,85%	5,59	11	08/06/2040	33,86	66,58
PCH	São Joaquim	50,85%	4,09	8,05	17/04/2038	25,08	49,32
PCH	Varginha ⁽²⁾	50,85%	4,58	9	15/10/2040	24,01	47,22
PCH	Várzea Alegre ⁽²⁾	50,85%	3,81	7,5	02/04/2041	21,74	42,75
PCH	Santana	50,85%	2,20	4,32	20/11/2027	12,92	25,4
	Subtotal		236,02	464,15		1.134,01	2.230,11

(2) Usina que teve a prazo de outorga deslocado devido o parágrafo 12, do artigo 26 da Lei nº9427, 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

Expansão da Capacidade Instalada.

Com o objetivo de endereçar as projeções de recuperação econômica e de aumento na demanda pós queda devido a pandemia do COVID-19 e também para melhorar nossas margens, estamos continuamente expandindo a nossa Capacidade Instalada de geração renovável.

Usinas em desenvolvimento	Capacidade Instalada Estimada	Energia Assegurada Estimada	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação (%)	Capacidade Instalada Estimada Disponível	Energia Assegurada Estimada Disponível para nós
	(MW)	(GWh/ano)				(MW)	(GWh/ano)
Cherobim Pequena Central Hidrelétrica	28	145,4	-	2024	99,94	28,0	145

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

PCH Lucia Cherobim. A PCH Lucia Cherobim está localizada no estado do Paraná e deverá iniciar suas operações em 2024. Espera-se que tenha Capacidade Instalada total de 28 MW e Energia Assegurada total de 145,2 GWh/ano. Em agosto de 2018, no Leilão de Energia A-6/2018, a PCH Lucia Cherobim vendeu 16,5 MW médios a preço de leilão de R\$ 189,95/MWh, com reajustes anuais pelo IPCA ao preço máximo do leilão de R\$ 290,00/MWh.

7. Atividades do emissor / 7.1.a - Infs. de sociedade de economia mista

7.1.A. 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:

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.

7. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais

7.2 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;**
- b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor**
- c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

7.3 Em relação aos produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 7.2, descrever:

a. características do processo de produção;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

b. características do processo de distribuição;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c. características dos mercados de atuação, em especial:

i. participação em cada um dos mercados;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

ii. condições de competição nos mercados;

Concorrência

Enfrentamos concorrência de outras empresas geradoras e comercializadoras na venda de energia elétrica para Consumidores Livres. Empresas de transmissão são obrigadas a permitir o uso das suas linhas e instalações auxiliares para a transmissão de energia elétrica por outros mediante recebimento de tarifa.

Segundo a legislação brasileira e nossos contratos de concessão, todas as nossas autorizações e concessões hidrelétricas 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 das nossas concessões. 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.

d. eventual sazonalidade;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

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;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores;

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iii. eventual volatilidade em seus preços.

Eventuais diferenças entre contratos de compra e venda de energia e as energias geradas ou consumidas são liquidadas no curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. O PLD é calculado semanalmente 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 e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Para o cálculo é utilizado um modelo computacional que obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado e os Custos Marginais de Operação (“CMO”) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado. O PLD é um valor com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Estes limites são determinados anualmente pela ANEEL.

Assim, grandes variações nos dados de entrada e/ou na situação hidrológica mês a mês, podem fazer o PLD se alterar significativamente, principalmente na persistência de períodos secos, quando há um deplecionamento acima do previsto nos reservatórios, indicando a necessidade do acionamento das térmicas mais caras.

7. Atividades do emissor / 7.4 - Principais clientes

7.4 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;**
- b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente.**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

- a. **necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações;**
- b. **política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental; dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades.**
- c. **dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades.**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

7. Atividades do emissor / 7.6 - Receitas relevantes no exterior

7.6 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;**
- b) **receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor;**
- c) **receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor.**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

7. Atividades do emissor / 7.7 - Efeitos da regulação estrangeira

7.7 Em relação aos países estrangeiros divulgados no item 7.6, informar em que medida o emissor está sujeito à regulação desses países e de que modo tal sujeição afeta os negócios do emissor.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

7.8 Em relação a políticas socioambientais, indicar:

a) se o emissor divulga informações socioambientais;

A controladora CPFL Energia publica Relatório Anual levando em conta os Princípios do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) e Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, com o objetivo de manter um relacionamento transparente com todos os públicos.

No Relatório Anual, são disponibilizadas as atualizações sobre a implantação do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, conjunto de diretrizes para impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do modelo de negócio da empresa na comunidade e cadeia de valor. O Plano se desdobra em 15 compromissos públicos, que são potencializados com planos de ação e investimentos mais relevantes.

Além deste Relatório Anual, em português e inglês, a controladora CPFL Energia divulga outros materiais e documentos corporativos com conteúdos relacionados às práticas socioambientais da empresa no site de relacionamento 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 publica o seu Inventário de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Registro Público de Emissões, maior banco de dados de inventários corporativos da América Latina. Outras informações de nossa performance de emissões também estão disponíveis no formulário do *Carbon Disclosure Project (CDP) – Climate Change*.

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

b) a metodologia seguida na elaboração dessas informações;

A controladora CPFL Energia utiliza a metodologia *GRI Standards (Global Reporting Initiative)* e os princípios de relato integrado proposto pelo *IIRC (International Integrated Reporting Council)* para o Relatório Anual.

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

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

c) se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente;

Sim, o Relatório Anual e o Inventário de Gases de Efeito Estufa de 2021 foram auditados pela RINA Brasil Serviços Técnicos Ltda.

d) a página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.

- Site institucional: www.grupocpfl.com.br

7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

- Site institucional / página sustentabilidade: www.grupocpfl.com.br/energias-sustentaveis/plano-de-sustentabilidade-na-cpfl
- Site de relacionamento com investidores: cpfl.riweb.com.br/
- Site Instituto CPFL: www.institutocpfl.org.br
- Site do Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética: www.grupocpfl.com.br/institucional/codigo-de-conduta-etica
- Link para as últimas edições do Relatório Anual:
<https://cpfl.riweb.com.br/show.aspx?idCanal=F9FITaSfzd4tci7N0SkZrw==>
- Link para os Inventários de GEE publicados no Registro Público de Emissões:
<https://www.registropublicodeemissoes.com.br/participantes/1077>
- Link direto para a Política de Sustentabilidade:
<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=grmBHXBWDD9E9yUnn21j4A==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==>
- Link direto para Política de Investimento Social:
<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=72qgxFphZr68uL0w5/Lexw==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==>
- Link direto para Código de Conduta Ética: <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>
- Link CDP (se aplicável, disponível no site de relações com investidores):
<https://cpfl.riweb.com.br/show.aspx?idCanal=Y8C60s6cKeFQ3M3E3xao4g==>

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2021, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 181,5 GW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provêm de usinas hídricas. Grandes usinas hidrelétricas de expansão tendem a ficar distantes dos centros de consumo. Isto requer a construção de grandes linhas de transmissão em Alta Tensão e extra-alta tensão (230kV a 750kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil possui um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 154.430 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de aproximadamente 325.000 MVA do estado do Rio Grande do Sul através do estado do Amazonas.

Segundo a EPE, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 5,5% em 2021 atingindo 500.209 GWh, principalmente por conta da retomada do comércio e indústria após o término das restrições de circulação geradas pelo COVID-19. No entanto, o MME e a EPE estimam que o consumo de energia elétrica crescerá 12% até o ano de 2026. De acordo com o plano de decenal de expansão de energia publicado pelo MME e pela EPE em 2022, para atender a expectativa de crescimento da demanda, a Capacidade Instalada do Brasil deverá atingir 212,5 GW até 2026, dos quais estima-se que 110,5 GW (52%) seja hidrelétrico, 26,4 GW (11%) seja termelétrico e 78,8 GW (37%) de outras fontes.

Atualmente, 30,2% da Capacidade Instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobrás, uma empresa de capital aberto controlada pelo governo brasileiro. Somos um player importante do setor de geração de energia elétrica, com 2,4% de participação de mercado.

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 2004, 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 é 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 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 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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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, a 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. A CCEE substituiu o Mercado Atacadista de Energia. A CCEE é responsável (i) pelo registro de todos os CCEARs e todos os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como da quantidade de energia dos contratos celebrados no ambiente de contratação livre, (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo e (iii) por administrar e operar a Conta CDE, o Fundo RGR e a CCC. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais, dentre outras atribuições. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais. O seu Conselho de Administração é composto por quatro membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em 16 de agosto de 2004, o governo brasileiro criou a EPE, uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e pesquisas estratégicos 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, ou CMSE, 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.

Concessões e Autorizações

A Constituição Federal Brasileira 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 determinados requisitos pela concessionária.

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.

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. 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, posteriormente, regulamentou o tema com a publicação da Resolução Normativa nº 896, de 17 de novembro de 2020.

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

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 da Lei nº 12.783/13, as concessões de geração devem ser administradas por uma entidade independente da empresa de distribuição no prazo de doze meses da data de renovação. A Lei nº 12.783/13 também extinguiu dois encargos setoriais, o CCC e o Fundo RGR (consulte "Encargos Tarifários – Fundo RGR e UBP" e "Encargos Tarifários – Conta CDE"). Além disso, a Lei nº 13.360/2016 possibilitou aos detentores de concessões de usinas hidrelétricas com até 50 MW de Capacidade Instalada que ainda não foram renovadas 54 a solicitar renovações de 30 anos, sujeitas a uma contribuição para a UBP, conforme definido pelo poder concedente, e ao pagamento de uma taxa CFURH pelo uso da água para o município onde tal uso ocorrer.

Especificamente no tocante às concessões de distribuição, em 2015, o governo brasileiro promulgou o Decreto nº 8.461/2015, estabelecendo novos padrões a serem seguidos pelas concessionárias, sobretudo quanto à qualidade, administração e preço. No prazo de cinco anos da data de renovação, a concessionária deve cumprir esses padrões e atingir as metas anuais. Se as metas anuais não forem atingidas, os controladores da concessionária poderão estar obrigados a realizar despesas de capital adicionais. Além disso, caso a concessionária deixe de atingir as metas anuais por dois anos consecutivos, ou de cumprir qualquer dos padrões exigidos ao final do período de cinco anos, a concessão poderá ser cancelada ou o controle da concessionária ser transferido (Vide Item 4.1.h – Fatores de Risco – "Não podemos assegurar a renovação e/ou a prorrogação das nossas concessões e autorizações").

Penalidades. As regulações da ANEEL regem a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classificam as penalidades pertinentes com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até 2,0% da receita anual (líquida de imposto sobre valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias ou, se a concessão inadimplida não estiver em operação, de até 2,0% do valor estimado da energia que seria produzida pelas concessionárias no período de 12 meses anterior à violação. As infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão da concessionária em solicitar aprovação da ANEEL, entre outros, no caso de: (i) celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; e (iii) alterações no controle do detentor da concessão. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas que 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 4.1d - Fatores de Risco – "Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão e autorizações o que pode acarretar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações, bem como não podemos garantir que iremos obter, manter ou renovar todas as permissões de implantação e operação necessárias para conduzirmos o nosso negócio".

Autorizações

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

No setor de geração de energia, os Produtores de Energia Independentes e autoprodutores podem deter uma autorização, ao invés de uma concessão. A eles são concedidas autorizações ou concessões específicas

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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

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

Permissões

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

Questões Ambientais

A Constituição Federal de 1988 faculta tanto ao governo federal como aos governos estaduais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente. Poder semelhante é facultado aos municípios cujos interesses locais possam ser afetados. As leis municipais são consideradas complemento das leis federais e 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 transmissão e de geração de energia estão sujeitas a procedimentos de licenciamento ambiental que incluem a elaboração de avaliações de impacto ambiental antes da construção das instalações e a implementação dos programas de mitigação ou compensação de impactos ambientais negativos e potencialização dos impactos positivos durante a construção e operação destas instalações. Uma vez obtidas as respectivas licenças ambientais, o titular da licença continuará obrigado ao cumprimento de várias exigências específicas.

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 submete-se a auditorias internas para assegurar que estão de acordo com as políticas internas ambientais, assim como auditoria externa que verifica se as nossas atividades estão de acordo com a norma ISO 14.001. Nossos projetos de gestão ambiental levam em consideração nossos orçamentos e previsões realistas, objetivando atingir sempre melhores resultados financeiros, sociais e ambientais.

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, que reestruturou o setor de energia elétrica, com o objetivo final de oferecer aos consumidores um abastecimento seguro de energia elétrica a uma tarifa adequada.

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

- Criação de dois "ambientes" para comercialização de energia elétrica, sendo (i) o mercado regulado, mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, o ambiente de contratação regulada; e (ii) um mercado especificamente destinado a certos participantes (ou seja, 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 auto contratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

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

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que comprem energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica segundo as diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. 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 deverá 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. Cada agente de distribuição deverá 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 deve 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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 em (i) sinais de preços; (ii) reduzindo encargos e subsídios e aumentando sua transparência; (iii) ajustando a expansão da geração aos novos requisitos de suprimento; (iv) segregar capacidade e produtos energéticos; e (v) estabelecer uma abertura de mercado adequada e gradual. O relatório do grupo de trabalho descreveu uma série de ações que envolvem, geralmente, o início de processos de audiência pública e o desenvolvimento de estudos detalhados sobre os assuntos discutidos pelo grupo de trabalho de 2020 a 2022. O impacto nos marcos legais e regulatórios brasileiros resultantes dessas ações ainda é incerto.

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).

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

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

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia elétrica, caso em que a unidade geradora é obrigada a comprar a energia elétrica de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento. Nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ambiente de contratação regulada. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. Em conjunto, esses contratos constituem os CCEARs.

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

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

Ambiente de Contratação Livre

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:

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

- Consumidores Livres Convencionais são aqueles 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 e nº 465/2019. Os novos limites definidos pelo MME, segundo as Portarias vigentes, é de 1 MW desde 1 de janeiro de 2022 e passará a ser de 0,5 MW a partir de 1 de janeiro de 2023. Esses consumidores podem optar por adquirir toda ou parte de sua energia de fontes convencionais e incentivadas, de outro agente de fornecedor, nos termos da legislação vigente. Referimo-nos aos consumidores que exercem essa opção como "Consumidores Livres Convencionais".
- Consumidores Livres Especiais são consumidores individuais ou grupos de consumidores cuja demanda de energia contratada, individual ou somadas, varia entre 500 kW e 1 MW. Os consumidores Livres Especiais somente podem adquirir energia de fontes incentivadas: (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroelétrica; (ii) geradores de hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidrelétrica; (iii) empreendimentos com capacidade limitada a 5.000 kW; e (iv) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 kW.

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

Desenvolvimentos Recentes no Mercado Livre

Em 28 de dezembro de 2018, o MME emitiu a Portaria nº 514/2018, que reduz os requisitos para ser um Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo a 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. Em 12 de dezembro de 2019, o MME emitiu a Portaria nº 465/2019, que atualizou os requisitos para Consumidor Livre de energia convencional, reduzindo a demanda mínima de energia contratada 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 aumenta o número de consumidores elegíveis para o Mercado Livre porque consumidores com 500 kW de carga já podem migrar, mas com a limitação de compra de energia apenas de fontes incentivadas. A redução gradual dos limites de carga flexibiliza a regra, permitindo que os consumidores adquiram energia de fontes convencionais também. Vale ressaltar que a Portaria MME nº 465/2019, 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, incluindo cronograma de abertura proposto a partir de 1º de janeiro de 2024. 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.

Leilões no Ambiente de Contratação Regulada

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

Anúncios de leilão são preparados pela ANEEL em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME, que incluem a exigência de usar o menor preço de energia ofertado como critério para determinar o vencedor do leilão.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Cada empresa de geração que participa de um leilão assina um contrato de compra e venda de eletricidade com cada empresa de distribuição, o CCEAR, proporcionalmente à respectiva demanda estimada de eletricidade e preço estabelecido no leilão pelos distribuidores. A única exceção a essas regras refere-se ao leilão de ajuste de mercado, no qual os contratos são assinados diretamente entre empresas de geração e distribuição e são limitados a um prazo de dois anos. A quantidade total de energia contratada nesses leilões de ajuste de mercado 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 proveniente de empreendimentos de geração existentes, existem três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam (i) compensação pela saída de Consumidores Livres Potenciais do ambiente de contratação regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4,0% ao ano no montante inicial contratado a partir da geração de energia existente, excluindo o primeiro ano de fornecimento, para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra; e (iii) adaptação aos montantes de energia estipulados nos contratos de aquisição de energia firmados anteriormente a 17 de março de 2004. É possível também reduzir montantes de Energia Nova através dos Mecanismos de Compensação Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN), bem como solicitar também montantes adicionais de energia; a partir de declarações de sobras e déficits das distribuidoras, o mecanismo promove a compensação entre as empresas, na proporção das declarações. Além disso, a Resolução Normativa ANEEL nº 824/2018 instituiu o Mecanismo de Venda de Excedentes, que permite que os distribuidores de energia vendam voluntariamente energia excedente a Consumidores Livres e Especiais, geradores e autogeradores periodicamente, várias vezes ao ano, através de contratos de 12 meses, 6 meses e 3 meses.

Desde 2005, a CCEE realizou com sucesso 35 leilões para projetos de nova geração, 272 leilões especificamente para instalações de geração de energia existentes, 3 leilões para projetos de geração de fontes alternativas e 10 leilões, qualificados como "energia de reserva". De acordo com o Decreto nº 9.143/2017, o MME deve publicar um cronograma anual estimado de leilões regulados até 30 de março de cada ano e, até 1º de agosto de cada ano, as distribuidoras devem fornecer sua demanda estimada de energia elétrica para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser negociado no leilão e decide quais empresas de geração poderão participar do leilão. Como regra geral, os contratos celebrados em um leilão têm os seguintes termos: (i) de 15 a 35 anos do início do fornecimento nos casos de projetos de nova geração; (ii) de um a 15 anos a partir do ano seguinte ao leilão nos casos de instalações de geração de energia existente; (iii) de 10 a 35 anos do início do fornecimento nos casos de projetos de geração de energia alternativa; e (iv) no máximo 35 anos para energia de reserva.

Após a conclusão do leilão, geradoras e distribuidoras firmam o CCEAR, no qual as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados no leilão. Grande parte de nossos CCEARs estabelece que o preço seja corrigido anualmente pela variação do IPCA. Contudo, fazemos uso de outros indicadores para correção do preço dos nossos CCEARs, tais como o preço dos combustíveis. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) a fim de garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

O Valor Anual de Referência

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

O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as empresas de distribuição contratem suas demandas esperadas de eletricidade ao menor preço nos leilões "A-6", "A-5", "A-4" e "A-3". O regulamento estabelece as

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

seguintes limitações à capacidade das empresas de distribuição de repassar custos aos consumidores: (i) nenhum repasse de custos para compras de eletricidade que excedam 105% da demanda real; e (ii) repasse limitado de custos com compras de energia elétrica nos leilões "A-3" e "A-4", caso o volume da energia adquirida exceda 2,0% da demanda por eletricidade. De acordo com o Decreto nº 9.143/2017, os custos de projetos de nova geração de eletricidade e energia existente são repassados integralmente aos consumidores. O MME estabelece o preço máximo de aquisição para a eletricidade gerada por projetos existentes que esteja incluída nos leilões de venda de eletricidade aos distribuidores; e, se os distribuidores não cumprirem a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de *commodities* à vista será o menor do PLD e do Valor Anual de Referência.

O PLD é utilizado para avaliar a energia negociada no mercado spot. Ele é calculado para cada submercado e diariamente para cada hora do dia seguinte, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração. Para 2022, foi estabelecido PLD mínimo de R\$55,60 MWh, conforme Resolução 2.994/2021. A Aneel publicou o Despacho nº 4.046/2021 atualizando o limite do PLD máximo estrutural em R\$ 646,58/MWh, e para o PLD máximo horário, o valor ficou em R\$ 1.326,50/MWh, sendo estes os valores respectivos para 2022.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

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

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. Em outubro de 2007, o Supremo Tribunal Federal 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 certas disposições da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relacionadas à proibição às distribuidoras que se dediquem a atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica pelas distribuidoras, incluindo vendas de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à autocontratação, continuem em vigor.

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

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

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

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

geração de energia; (v) a transmissão, distribuição e comercialização de energia em todos os submercados; e (vi) os ganhos de eficiência dos agentes de distribuição durante os processos de revisão de tarifária.

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

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

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

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

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

Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva – EER

O Encargo de Energia de Reserva, EER, é uma taxa regulatória cobrada mensalmente, criada 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 e UBP

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

ou transmissão cujas concessões foram estendidas nos termos da referida lei, ou as novas concessionárias de geração e transmissão.

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

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi originalmente criada para dar suporte: (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos eram arcados pela Conta de Consumo de Combustível, ou CCC, antes da promulgação da Lei n.º 12.783/13. Desde 23 de janeiro de 2013 (Decreto n.º 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 n.º 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. A CDE está em vigor por 25 anos a partir de 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

A Resolução n.º 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 n.º 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 da Geração. No entanto, alguns participantes da indústria, incluindo nossas subsidiárias de geração, estão contestando a validade da Resolução n.º 03/2013 e obtiveram uma liminar judicial, que foi confirmada pelo Supremo Tribunal Federal, ("STF"), isentando-os do ESS-SE.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH

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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

Inadimplimento no Pagamento de Encargos Regulatórios

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

Mecanismo de Realocação de Energia

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

Fator de Escalonamento de Geração

O Fator de Escalonamento de Geração, ou GSF, é um índice que compara a soma do volume de energia gerada pelas empresas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE e o volume de Energia Assegurada que elas estão obrigadas a entregar por contrato. Se o índice GSF for inferior a 1,0, ou seja, 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, empresas de geração do Grupo CPFL Energia Ceran, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis, e nossas *joint ventures* ENERCAN e Chapecoense optaram por renegociar seus contratos do Mercado Regulado e também desistiram de suas ações judiciais. Em janeiro de 2016, a controlada

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

em conjunto BAESA optou por renegociar seus contratos ACR. Portanto, o risco hidrológico foi transferido para a CCRBT.

Em 2020, houve a publicação da Lei nº 14.052/2020, que estabeleceu as novas condições de repactuação do risco hidrológico mediante extensão de outorga para as usinas hidrelétricas do MRE impactadas com atrasos de transmissão para escoamento, operação de transmissão para escoamento em condição insatisfatória e antecipação de Garantia Física de empreendimentos estruturantes (UHs Belo Monte e Complexo do Madeira). Os valores finais a que os agentes ainda fazem jus devem ser publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e pela ANEEL no ano de 2021.

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.

TE

A TE (Tarifa de Energia) é paga por Consumidores Cativos e Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição pelo consumo de energia, com base no montante de energia elétrica realmente consumida, remunera o custo de energia, determinados encargos regulatórios relacionados ao uso de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu, certas perdas de sistema de transmissão, relacionados ao mercado de Consumidor Cativo, custos com pesquisa e desenvolvimento e Taxa de Fiscalização da ANEEL – TFSEE.

8. Negócios extraordinários / 8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante

8. NEGÓCIOS EXTRAORDINÁRIOS

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

Não houve nenhuma aquisição não enquadrada na operação normal nos negócios da Companhia.

8. Negócios extraordinários / 8.2 - Alterações na condução de negócios

8.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na forma de condução do negócio da Companhia.

8. Negócios extraordinários / 8.3 - Contratos relevantes

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

Não há contratos relevantes que não estejam diretamente relacionados com nossas atividades operacionais.

8. Negócios extraordinários / 8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não houve, nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente outras informações relevantes não tratadas nas demais seções deste Formulário de Referência, da Companhia e suas controladas, que ensejam menção.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante**9. ATIVOS RELEVANTES****9.1 Descrever os bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:**

- a. ativos imobilizados, inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização**
- b. ativos intangíveis, tais como patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, nome de domínio na rede mundial de computadores, informando:**
 - i. duração;**
 - ii. eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos; e**
 - iii. possíveis consequências da perda de tais direitos para o emissor;**
- c. as sociedades em que o emissor tenha participação e a respeito delas informar:**
 - i. denominação social;**
 - ii. sede;**
 - iii. atividades desenvolvidas;**
 - iv. participação do emissor;**
 - v. se a sociedade é controlada ou coligada;**
 - vi. se possui registro na CVM;**
 - vii. valor contábil da participação;**
 - viii. valor de mercado da participação conforme a cotação das ações na data de encerramento do exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados de valores mobiliários;**
 - ix. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor contábil;**
 - x. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor de mercado, conforme as cotações das ações na data de encerramento de cada exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados;**
 - xi. montante de dividendos recebidos nos 3 últimos exercícios sociais; e**
 - xii. razões para aquisição e manutenção de tal participação.**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

9. Ativos relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

9. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações a serem divulgadas.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

10. COMENTÁRIOS DOS DIRETORES

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 2021, 2020 e 2019 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards* – “IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

a) condições financeiras e patrimoniais gerais

• 2021

O ano de 2021 foi marcado, especialmente, pela boa performance de nossos parques eólicos em relação a 2020. Nossa disponibilidade permaneceu em um patamar elevado no ano, de 96,3%, e o bom desempenho do vento também contribuiu, de tal forma que a geração eólica cresceu 17,2%.

Em setembro/21, o Complexo Eólico de Gameleira entrou em operação com seus 4 parques eólicos (Costa das Dunas, Figueira Branca, Gameleira e Touros), com uma antecipação em 2,5 anos, alcançando um aumento em nossa capacidade instalada de 81,7 MW.

Os reajustes contratuais, boa parte deles em IGP-M, também favoreceram o bom resultado desse período. Além disso, houve a contabilização do acordo do GSF, que mitigou perdas do período de 2012 a 2020, no ACL e no ACR, totalizando R\$ 274 milhões.

A CPFL Geração e as empresas nas quais detém participação reafirmam o compromisso de ampliar sua capacidade de geração baseada predominantemente em fontes limpas e renováveis, com investimentos considerados indispensáveis para o desenvolvimento sustentável das comunidades em que atua.

• 2020

Em 2020, a CPFL Geração cumpriu com sua agenda estratégica e seguiu trabalhando em iniciativas de valor e no seu plano de investimentos, com disciplina financeira, empenho e comprometimento de suas equipes.

No ano de 2020, foram investidos R\$ 283 milhões, destinados principalmente à construção da PCH Lucia Cherobim e dos parques eólicos do Complexo Gameleira (Costa das Dunas, Figueira Branca, Farol de Touros e Gameleira).

Conforme Fato Relevante publicado em 30 de setembro de 2020, em 30 setembro de 2020, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a segunda etapa do plano de reestruturação societária com objetivo de integração da CPFL Renováveis, em continuidade à comunicação realizada por meio do fato relevante datado de 21 de maio de 2019.

A Reestruturação Societária foi anuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) em 22 de setembro de 2020, por meio da Resoluções Autorizativas nº 9.229/2020 e nº 9.230/2020, bem como a proposta foi avaliada e aprovada internamente pelas Diretorias Executivas e Conselhos de Administração da Companhia. Com a reestruturação, a CPFL Renováveis passa a deter as concessões das Usinas Hidrelétricas (“UHEs”) Macaco Branco e Rio do Peixe – Casa de Força I e II, com potência total instalada de 2,4 MW e 18,1 MW, respectivamente, todas localizadas no Estado de São Paulo. Essas usinas operam em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com receitas anuais de geração definidas por Resolução Homologatória da ANEEL.

As concessões da CPFL Renováveis se encerrarão em 2042, prazo final das outorgas de Macaco Branco e Rio do Peixe, não podendo ser prorrogadas. Possui ainda parte dos ativos do aproveitamento Hidrelétrico de Serra da Mesa, localizado no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A concessão e a operação do aproveitamento hidrelétrico pertencem à Furnas Centrais Elétricas S.A. (“FURNAS”) e o prazo de concessão se encerrará em 2040. Por manter estes ativos em operação de forma compartilhada com Furnas, ficou assegurada à CPFL

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Renováveis a participação de 51,54% da potência instalada de 1.275 MW (657 MW) e da energia assegurada de 637,5 MW médios (328,6 MW médios).

Em conjunto com a reestruturação societária, a companhia realizou um aumento de capital na CPFL Renováveis no montante de R\$ 210.000 com a emissão de 24.502 novas ações ordinárias com a expressa anuência da CPFL Energia que abre mão de seu direito de preferência para subscrição de novas ações. Após as supracitadas transações a participação da Companhia e CPFL Energia na CPFL Renováveis passam a ser 50,85% e 49,15% respectivamente.

• 2019

Em 2019, a CPFL Geração cumpriu com sua agenda estratégica e seguiu trabalhando em iniciativas de valor e no seu plano de investimentos, com disciplina financeira, empenho e comprometimento de suas equipes.

O ano de 2019 foi marcado, especialmente, pela conclusão do processo de integração das atividades administrativas da CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis") no modelo organizacional do Grupo CPFL Energia, reforçando ainda mais o compromisso com o crescimento e criação de valor para seus acionistas, com o fortalecimento de potenciais sinergias entre as empresas. Adicionalmente, com a conclusão da aquisição, a CPFL Energia passou a deter 99,94% da CPFL Renováveis (46,76% diretamente e 53,18% por meio da CPFL Geração).

Em 19 de dezembro de 2019, a CPFL Energia e a CPFL Geração comunicaram, por meio de Fato Relevante, que o Conselho de Administração da CPFL Energia e a Diretoria da CPFL Geração aprovaram, naquela data, a realização de oferta pública de aquisição das ações ordinárias de emissão da CPFL Renováveis, em circulação no mercado, para fins de conversão de seu registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B", a ser realizada pela CPFL Geração, acionista controladora direta da CPFL Renováveis. A efetivação da OPA está condicionada ao seu registro pela CVM e sua autorização pela B3, e será destinada à aquisição de até 291.550 ações ordinárias de emissão da CPFL Renováveis em circulação no mercado, que representam apenas 0,06% do capital social da CPFL Renováveis. A CPFL Geração solicitou à CVM e à B3, em 20 de dezembro de 2019, o registro da oferta mediante a adoção de procedimento diferenciado, com a dispensa de elaboração de laudo de avaliação. Todos os demais termos e condições aplicáveis à OPA estarão descritos no Edital da OPA, submetido à análise e aprovação da CVM e da B3.

Reconhecida por seus processos de gestão fundados na excelência operacional, a CPFL Geração e as empresas nas quais detém participação reafirmam o compromisso de ampliar sua capacidade de geração baseada predominantemente em fontes limpas e renováveis, com investimentos considerados indispensáveis para o desenvolvimento sustentável das comunidades em que atua.

No final de 2019, o endividamento bruto (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos incluindo a posição líquida dos derivativos) da CPFL Geração atingiu R\$ 7.204 milhões, uma redução de 16,7% com relação ao saldo de 2018. As disponibilidades (caixa e equivalente de caixa) totalizaram R\$ 596 milhões, uma redução de 40,4% com relação ao saldo em 2018. Com isso, o endividamento líquido (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos incluindo a posição líquida dos derivativos, caixa e equivalentes de caixa) passou para R\$ 6.608 milhões, registrando uma redução de 13,6% quando comparada com 2018.

Os índices de Liquidez Corrente (ativo circulante/passivo circulante) e Liquidez Geral ((ativo circulante + ativo não circulante) / (passivo circulante + passivo não circulante)) da Companhia foram respectivamente de 0,80 e 0,27 ao final de 2019 (aumento de 11,1% no índice de liquidez corrente e de 3,8% no índice de liquidez geral, em relação a 2018). Em 2019, o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido (lucro líquido/patrimônio líquido) foi de 0,18, redução de 1,7% em relação a 2018. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 953 milhões, com aumento de R\$ 89 milhões comparado ao lucro líquido de 2018, refletindo principalmente a redução da despesa financeira líquida em 25,7% (R\$ 195 milhões) e aumento de 1,6% no EBITDA (R\$ 39 milhões), parcialmente compensados por um aumento de 123,7% na despesa com imposto de renda e contribuição social (R\$ 119 milhões). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

A diretoria entende que a Companhia apresenta atualmente (e também apresentou nos três últimos exercícios) condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia apresentou nas demonstrações financeiras individuais e no consolidado o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 163.893 e R\$ 455.194, respectivamente.

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

Desempenho e Resultados de 2021

Receita operacional: a receita operacional bruta foi de R\$ 4.463 milhões em 2021, representando um aumento de 26,7% (R\$ 941 milhões). As deduções da receita operacional foram de R\$ 303 milhões em 2021, representando um aumento de 17,7% (R\$ 46 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 4.160 milhões em 2021, representando um aumento de 27,4% (R\$ 895 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): O EBITDA, foi de R\$ 3.129 milhões em 2021, representando um aumento de 17,6% (R\$ 468 milhões), devido aos seguintes aumentos: (i) de 27,4% (R\$ 895 milhões) na receita líquida; e (ii) de 26,6% (R\$ 109 milhões) na equivalência patrimonial. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos aumentos: (i) de 37,4% (R\$ 138 milhões) nos custos com energia elétrica e encargos; (ii) de 276,5% (R\$ 335 milhões) nos custos com construção da infraestrutura da concessão; e (iii) de 12,2% (R\$ 64 milhões) no PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros Custos/Despesas Operacionais e Entidade de Previdência Privada). O aumento no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- ✓ Redução de 3,4% (R\$ 5 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 18,1% (R\$ 5 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 5,7% (R\$ 12 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 38,0% (R\$ 51 milhões) em outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Aumento de 16,7% (R\$ 0,6 milhão) no item Entidade de Previdência Privada.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

	2021	2020
Lucro Líquido	2.008.421	1.644.548
Depreciação e Amortização	710.744	698.213
Amortização Mais Valia de Ativos	579	579
Resultado Financeiro	280.801	382.403
Contribuição Social	41.444	(10.425)
Imposto de Renda	86.752	(54.150)
EBITDA	3.128.740	2.661.169

*Conforme Instrução CVM nº 527, de 4/10/2012

Lucro líquido: a CPFL Geração apurou lucro líquido de R\$ 2.008 milhões em 2021, representando um aumento de 22,1% (R\$ 364 milhões), refletindo o aumento de 17,6% (R\$ 468 milhões) no EBITDA e a redução de 26,6% (R\$ 102 milhões) nas despesas financeiras líquidas, a variação de R\$ 193 milhões no Imposto de Renda e Contribuição Social e pelo aumento de 1,8% (R\$ 12 milhões) nas depreciações e amortizações.

Desempenho e Resultados de 2020

Receita operacional: a receita operacional bruta foi de R\$ 3.523 milhões em 2020, representando um aumento de 5,4% (R\$ 180 milhões). As deduções da receita operacional foram de R\$ 258 milhões em 2020,

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

representando um aumento de 4,0% (R\$ 10 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 3.265 milhões em 2020, representando um aumento de 5,5% (R\$ 170 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): o EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

O EBITDA, foi de R\$ 2.661 milhões em 2020, representando um aumento de 6,7% (R\$ 166 milhões), devido ao aumento de 5,5% (R\$ 170 milhões) na receita líquida, à redução de 16,3% (R\$ 72 milhões) nos custos com energia elétrica e encargos e ao aumento de 17,3% (R\$ 61 milhões) na equivalência patrimonial. Este resultado foi parcialmente compensado pelo aumento de 7,2% (R\$ 35 milhões) nos custos e despesas operacionais, inclusive gastos com previdência privada, e um aumento de 529,3% (R\$ 102 milhões) com custos com construção da infraestrutura da concessão.

Lucro líquido: a CPFL Geração apurou lucro líquido de R\$ 1.645 milhões em 2020, representando um aumento de 72,6% (R\$ 692 milhões), refletindo o aumento de 6,7% (R\$ 166 milhões) no EBITDA, a redução de 31,9% (R\$ 179 milhões) nas despesas financeiras líquidas, a variação de R\$ 280 milhões no Imposto de Renda e Contribuição Social e a redução de 8,6% (R\$ 66 milhões) nas depreciações e amortizações.

Desempenho e Resultados de 2019

Receita operacional: Em 2019, a CPFL Geração alcançou receita líquida de R\$ 3.095 milhões, um aumento de 2,3% (R\$ 71 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): o EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 2.495 milhões, aumento de 1,6% (R\$ 39 milhões), devido principalmente (i) ao aumento de 2,3% (R\$ 71 milhões) na receita operacional mencionado acima; e (ii) ao aumento de 4,4% (R\$ 15 milhões) no resultado de participações societárias, excluindo-se a amortização de mais-valia de ativos.

Estas variações foram parcialmente compensadas pelo (i) aumento de 7,9% (R\$ 33 milhões) no custo com energia elétrica; e ao aumento de 2,9% (R\$ 14 milhões) nos custos e despesas operacionais, excluindo-se as depreciações e amortizações.

O aumento de 2,9% (R\$ 14 milhões) nos custos e despesas operacionais decorre principalmente dos seguintes efeitos:

- Aumento de 14,1% (R\$ 37 milhões) no custo de operação, principalmente com serviços de terceiros;
- Aumento de R\$ 18 milhões no custo de serviços prestados a terceiros, relacionado aos custos com construção de infraestrutura, que têm contrapartida na receita líquida em valor equivalente; e
- Aumento de 8,2% (R\$ 13 milhões) nas despesas gerais e administrativas, principalmente relacionadas a despesas com pessoal.

Parcialmente compensado por:

- Redução de 82,0% (R\$ 51 milhões) em outras despesas operacionais, principalmente pela perda na alienação de ativos não circulantes.

Lucro Líquido: Em 2019, a CPFL Geração apurou lucro líquido de R\$ 953 milhões, 10,3% maior que lucro líquido de R\$ 864 milhões registrado em 2018, refletindo o aumento de 1,6% (R\$ 39 milhões) no EBITDA, a redução de 25,7% (R\$ 195 milhões) nas despesas financeiras líquidas, o aumento de 123,8% nas despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 119 milhões) e o aumento de 3,4% (R\$ 25 milhões) nas depreciações e amortizações.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

b) estrutura de capital:

A Companhia entende que a sua atual estrutura de capital, mensurada pelo percentual de capital próprio (patrimônio líquido/total do passivo) e de terceiros ((passivo circulante + passivo não circulante) / total do passivo) indicada na tabela abaixo, apresenta níveis de alavancagem consideradas pela Companhia como adequados.

Estrutura de capital	2021	2020	2019
Capital próprio	72%	78%	45%
Capital de terceiros	28%	22%	55%

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Liquidez e Recursos de Capital

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021

Em 31 de dezembro de 2021, o capital de giro apresentava um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 714 milhões, uma redução de R\$ 1.165 milhões quando comparado com o déficit de R\$ 1.879 milhões em 31 de dezembro de 2020. A redução desse déficit se deu por uma redução de 45,6% (R\$ 2.061 milhões) do passivo circulante, compensado pela redução de 34,0% (R\$ 892 milhões) no ativo circulante.

A principal causa da redução no passivo circulante foi a reclassificação do mútuo entre coligadas, controladas e controladora para o passivo não circulante (R\$ 2.000 milhões). A principal causa da redução do ativo circulante foi a redução em caixa e equivalentes de caixa (R\$ 998 milhões).

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2021 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2021	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	2 a 3 anos	4 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	345	296	49	-	-
Empréstimos e financiamentos, Debêntures e Derivativos - principal e encargos ⁽¹⁾	3.985	1.578	1.583	284	540
Uso do bem público ⁽¹⁾	157	16	32	49	60
Entidade de Previdência Privada ⁽²⁾	20	2	5	5	7
Encargos regulatórios	1	1	-	-	-
Outros	25	25	-	-	-
Total de itens do Balanço Patrimonial ⁽⁴⁾	4.534	1.919	1.670	338	607
Aluguéis	-	-	-	-	-
Compra de energia (exceto Itaipu)	-	-	-	-	-
Compra de energia de Itaipu	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	4.350	130	279	307	3.633
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico ⁽³⁾	1.966	66	130	127	1.643
Projetos de construção de usina ⁽⁴⁾	342	290	52	0	-
Fornecedores de materiais e serviços	8	6	2	-	-
Total de outros compromissos	6.655	491	463	435	5.277
Total das Obrigações contratuais	11.199	2.410	2.132	773	5.884

- (1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
- (3) Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF), conforme descrito na nota explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (4) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável e transmissoras.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de geração e transmissão, e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2021, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.321 milhões;
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 2.761 milhões em 2021. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 12 meses e prioriza a liquidez de caixa.

O índice de Liquidez Geral da Companhia foi de 0,29 em 2021, redução de 31,3% em relação ao índice de 2020, que foi de 0,42.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020

Em 31 de dezembro de 2020, o capital de giro apresentava um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 1.879 milhões, um aumento de R\$ 1.424 milhões quando comparado com o déficit de R\$ 455 milhões em 31 de dezembro de 2019. O aumento desse déficit se deu por um aumento de 98,0% (R\$ 2.235 milhões) do passivo circulante, superior ao aumento de 44,4% (R\$ 808 milhões) no ativo circulante.

A principal causa do aumento no ativo circulante foi um aumento de R\$ 745 milhões em caixa e equivalentes de caixa. As principais causas de aumento do passivo circulante foram: (i) um aumento de R\$ 1.603 milhões em saldos de mútuos com coligadas, controladas e controladora; (ii) aumento de 81,2% (R\$ 392 milhões) em debêntures (iii) aumento de R\$ 341 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar; (iv) aumento de 77,6% (R\$ 232 milhões) em outras contas a pagar; e parcialmente compensados por (v) uma redução de 81,2% (R\$ 307 milhões) em empréstimos e financiamentos.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2020 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2020	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	2 a 3 anos	4 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	319	197	122	-	-
Empréstimos e financiamentos, Debêntures e Derivativos - principal e encargos ⁽¹⁾	4.556	1.244	2.413	388	511
Uso do bem público ⁽¹⁾	125	13	38	25	49
Entidade de Previdência Privada ⁽²⁾	20	2	5	5	7
Outros	37	37	-	-	-
Total de itens do Balanço Patrimonial ⁽¹⁾	5.058	1.493	2.578	418	568
Aluguéis	406	25	50	43	288
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	4.987	148	299	310	4.230
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico ⁽³⁾	347	24	50	51	222
Projetos de construção de usina ⁽⁴⁾	832	633	199	-	-
Total de outros compromissos	6.572	831	598	404	4.739
Total das Obrigações contratuais	11.630	2.324	3.176	822	5.307

- (5) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (6) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
- (7) Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF), conforme descrito na nota explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (8) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável e transmissoras.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de geração e transmissão, e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2020, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.151 milhões;
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 122 milhões em 2020. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 12 meses e prioriza a liquidez de caixa.

O índice de Liquidez Geral da Companhia foi de 0,42 em 2020, aumento de 54,2% em relação ao índice de 2019, que foi de 0,27.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019

Em 31 de dezembro de 2019, o capital de giro apresentava um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 455 milhões, uma redução de R\$ 275 milhões quando comparado com o déficit de R\$ 730 milhões em 31 de dezembro de 2018. A redução desse déficit se deu por uma redução de 12,8% (R\$ 335 milhões) do passivo circulante, superior à redução de 3,1% (R\$ 59 milhões) no ativo circulante.

As principais causas de redução no ativo circulante foram: (i) redução de 67,9% (R\$ 72 milhões) nos derivativos; e (ii) redução de 24,4% (R\$ 22 milhões) em outros tributos a compensar; parcialmente compensados por (iii) um aumento de R\$ 450 milhões em títulos e valores mobiliários e uma redução de 40,4% (R\$ 404 milhões) em caixa e equivalentes de caixa. As principais causas de redução do passivo circulante foram: (i) redução de 47,3% (R\$ 522 milhões) em empréstimos e financiamentos; (ii) redução de 32,5% (R\$ 233 milhões) em debêntures; e redução de 67,6% (R\$ 138 milhões) em dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar; parcialmente compensados por (iv) um aumento de R\$ 422 milhões em saldos de mútuos com coligadas, controladas e controladora, (v) um aumento de 87,8% (R\$ 79 milhões) em fornecedores; e (vi) um aumento de 81,3% (R\$ 61 milhões) em imposto de renda e contribuição social a recolher.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2019 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2019	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	2 a 3 anos	4 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	274	170	104	-	-
Empréstimos e financiamentos, Debêntures e Derivativos - principal e encargos ⁽¹⁾	9.640	1.507	3.431	2.239	2.463
Uso do bem público ⁽¹⁾	103	12	17	28	46
Entidade de Previdência Privada ⁽²⁾	20	2	5	5	7
Outros	31	31	-	-	-
Total de itens do Balanço Patrimonial ⁽¹⁾	10.069	1.723	3.557	2.273	2.516
Aluguéis	98	7	15	17	59
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	4.192	108	230	233	3.620
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico ⁽³⁾	314	15	35	36	228
Projetos de construção de usina ⁽⁴⁾	483	266	216	1	-
Total de outros compromissos	5.088	396	496	288	3.908
Total das Obrigações contratuais	15.157	2.119	4.053	2.560	6.424

(9) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.

(10) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.

(11) Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF), conforme descrito na nota explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(12) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável e transmissoras.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de geração e transmissão, e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinar dadas a vencer. Em 31 de dezembro de 2019, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.065 milhões;
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 462 milhões em 2019. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa.

O índice de Liquidez Geral da Companhia foi de 0,27 em 2019, com pequeno aumento em relação ao índice de 2018, que foi de 0,26.

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

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

Durante o ano de 2021, as subsidiárias da CPFL Energia trouxeram financiamentos principalmente para financiar investimentos nos nossos segmentos de geração, transmissão e distribuição, bem como para reforçar o capital de exploração das empresas.

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

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, a 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 da CPFL Energia ao fluxo de caixa e a sua exposição ao risco de taxa de juro, bem como manter o seu nível de liquidez e o seu perfil de dívida através de ações de refinanciamento da dívida e redução dos custos.

Para mais informações sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Empresa, ver linha (f) deste item 10.1.

principais fontes de recursos são provenientes da geração de caixa operacional e financiamentos. Nos exercícios sociais de 2019, 2018 e 2017, nossas controladas captaram recursos principalmente para investir em nosso segmento de geração de energia renovável. Foram contratados novos financiamentos para investimento junto ao BNDES nas modalidades FINEM/FINAME, captações com instituições financeiras para o financiamento do capital de giro e emissões de debêntures.

A política de liquidez do grupo é pautada em manter recursos para cobrir as obrigações de curto prazo previstas

Endividamento (representado por empréstimos, debêntures e derivativos)

2021

No final de 2021, o endividamento bruto (incluindo derivativos) da CPFL Geração atingiu R\$ 3.144 milhões, uma redução de 11,0% (R\$ 388 milhões), resultado principalmente da amortização de principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 1.164 milhões, compensadas principalmente pela captação de empréstimos, no montante de R\$ 639 milhões para reforço de capital de giro na controlada CPFL Renováveis.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

2020

No final de 2020, o endividamento bruto (incluindo derivativos) da CPFL Geração atingiu R\$ 3.533 milhões, uma redução de 51,0% (R\$ 3.671 milhões), resultado principalmente da amortização de principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 3.919 milhões, compensadas principalmente pela captação de empréstimos, no montante de R\$ 123 milhões para reforço de capital de giro na controlada CPFL Renováveis.

2019

No final de 2019, o endividamento bruto (incluindo derivativos) da CPFL Geração atingiu R\$ 7.204 milhões, uma redução de 16,1% (R\$ 1.389 milhões), resultado principalmente da amortização de principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 2.464 milhões, compensadas pela (i) emissão de debêntures no montante de R\$ 838 milhões, para refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro em projetos de controladas da CPFL Renováveis e (ii) captação de empréstimos, no montante de R\$ 14 milhões para 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.

Em 2022 e 2023, esperamos continuar a nos beneficiar das oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado, através da emissão de debêntures e captação de dívida para capital de giro, tanto interna como externa, e as oferecidas pelo governo, por meio de linhas de financiamento fornecidas pelo BNDES, BNB ou outros bancos de fomento para expandir e modernizar o sistema de energia das distribuidoras e para realizar novos investimentos no segmento de geração e transmissão.

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

2021

Em 31 de dezembro de 2021, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 3.170 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 611 milhões ou 19,3% estavam expressos em dólares norte-americanos. 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\$ 1.321 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

2020

Em 31 de dezembro de 2020, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 3.620 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 319 milhões ou 8,8% estavam expressos em dólares norte-americanos. 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\$ 1.150 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

2019

Em 31 de dezembro de 2019, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 7.258 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 308 milhões ou 4,2% estavam expressos em dólares norte-americanos. 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\$ 1.065 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

2021

Principais Contratos de Financiamentos em 2021 (incluindo encargos):

Nossas categorias de endividamento são como segue:

- **Pós fixado.** Em 31 de dezembro de 2021, havia diversos empréstimos pós fixados, totalizando R\$ 753 milhões, sendo indexados a TJLP (R\$ 425 milhões), IPCA (R\$ 206), CDI (R\$ 97 milhões) e outros financiamentos (R\$ 25 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais. Esses empréstimos são relacionados a nossa subsidiária direta CPFL Renováveis e suas controladas.
- **Pré-fixado.** Em 31 de dezembro de 2021, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$ 4 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais. Esses empréstimos são relacionados a nossa subsidiária direta CPFL Transmissão Piracicaba.
- **Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2021, as debêntures totalizavam R\$ 1.823 milhões emitidas pela CPFL Geração e CPFL Renováveis. As condições das debêntures estão sumarizadas na nota 17 de nossas demonstrações financeiras.
- **Dívidas denominadas em moeda estrangeira.** Em 31 de dezembro de 2021, possuíamos o equivalente a R\$ 590 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, exclusivamente em dólares norte-americanos. Contratamos *swaps* visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 16, 17 e 32 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

2020

Principais Contratos de Financiamentos em 2020 (incluindo encargos):

Nossas categorias de endividamento são como segue:

- **Pós fixado.** Em 31 de dezembro de 2020, havia diversos empréstimos pós fixados, totalizando R\$ 644 milhões, sendo indexados a TJLP (R\$ 475 milhões), CDI (R\$ 130 milhões) e outros financiamentos (R\$ 39 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais. Esses empréstimos são relacionados a nossa subsidiária direta CPFL Renováveis e suas controladas.
- **Pré-fixado.** Em 31 de dezembro de 2020, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$ 6 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais. Esses empréstimos são relacionados a nossa subsidiária direta CPFL Transmissão Piracicaba.
- **Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2020, havia diversas debêntures totalizando R\$ 2.656 milhões sendo várias séries emitidas pela CPFL Geração e CPFL Renováveis. As condições das debêntures estão sumarizadas na nota 17 de nossas demonstrações financeiras.
- **Dívidas denominadas em moeda estrangeira.** Em 31 de dezembro de 2020, possuíamos o equivalente a R\$ 318 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, exclusivamente em dólares norte-americanos. Contratamos *swaps* visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 16, 17 e 32 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

2019

Principais Contratos de Financiamentos em 2019 (incluindo encargos):

Nossas categorias de endividamento são como segue:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- **Pós fixado.** Em 31 de dezembro de 2019, havia diversos empréstimos pós fixados, totalizando R\$ 2.858 milhões, sendo indexados a TJLP (R\$ 2.626 milhões), CDI (R\$ 158 milhões) e outros financiamentos (R\$ 74 milhões). Estes empréstimos são denominados em reais. Esses empréstimos são relacionados a nossa subsidiária direta CPFL Renováveis e suas controladas.
- **Pré-fixado.** Em 31 de dezembro de 2019, havia diversos empréstimos pré-fixados totalizando R\$ 473 milhões. Estes empréstimos são denominados em reais. A parte mais significativa destes empréstimos são da CPFL Renováveis (R\$ 464 milhões).
- **Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2019, havia diversas debêntures totalizando R\$ 3.640 milhões sendo várias series emitidas pela CPFL Geração e CPFL Renováveis. As condições das debêntures estão sumarizadas na nota 16 de nossas demonstrações financeiras.
- **Dívidas denominadas em moeda estrangeira.** Em 31 de dezembro de 2019, possuíamos o equivalente a R\$ 308 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, exclusivamente em dólares norte-americanos. Contratamos *swaps* visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 15, 16 e 31 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Na data deste Formulário de Referência, não há 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 pela Companhia e suas controladas 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 2021.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras individuais das subsidiárias da CPFL Renováveis, detentoras dos contratos

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

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

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

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,28

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

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

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2021.

Condições restritivas das debêntures

As debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas 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 2021.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2021.

g) limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Modalidade	Aprovação	Empresa	2021	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES Finem	2020	CPFL Renováveis	221.936	0%
BNB FNE	2018	CPFLTransmissão Maracanaú	42.422	49%
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%

Modalidade	Aprovação	Empresa	2020	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES Finem	2020	CPFL Renováveis	221.936	0%
BNB FNE	2018	CPFLTransmissão Maracanaú	42.422	0%
BNB FNE	2019	SPE Costa das Dunas	70.482	0%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

BNB FNE	2020	SPE Farol de Touros	61.672	0%
BNB FNE	2020	SPE Figueira Branca	26.430	0%
BNB FNE	2020	SPE Gameleira	44.051	0%

Modalidade	Aprovação	Empresa	2019	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES Finem	2018	Boa Vista 2	144.500	83%
BNB FNE	2018	Pedra Cheirosa I e II	209.205	95%
BNB FNE	2018	CPFL Maracanaú	42.422	0%
BNB FNE	2019	SPE Costa das Dunas	70.482	0%

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A Administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

ATIVO	Balanço Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2021	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2020	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2019	AV%
Circulante										
Caixa e equivalentes de caixa	343	-74,4%	(998)	2,3%	1.341	125,0%	745	8,4%	596	3,9%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	471	18,0%	72	3,2%	399	11,1%	40	2,5%	359	2,3%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	134	65,4%	53	0,9%	81	-19,0%	(19)	0,5%	100	0,6%
Titulos e valores mobiliários	474	53,9%	166	3,2%	308	-31,6%	(142)	1,9%	450	2,9%
Imposto de renda e contribuição social a compensar	29	-23,7%	(9)	0,2%	38	-22,4%	(11)	0,2%	49	0,3%
Outros tributos a compensar	72	-37,9%	(44)	0,5%	116	70,6%	48	0,7%	68	0,4%
Derivativos	1	-98,3%	(59)	0,0%	60	76,5%	26	0,4%	34	0,2%
Ativo contratual	58	132,0%	33	0,4%	25	4,2%	1	0,2%	24	0,2%
Outros créditos	157	-40,3%	(106)	1,1%	263	83,9%	120	1,7%	143	0,9%
Total do circulante	1.738	-34,0%	(892)	11,7%	2.632	44,4%	808	16,5%	1.823	11,8%
Não circulante										
Consumidores, concessionárias e permissionárias	48	-80,2%	(195)	0,3%	243	35,0%	63	1,5%	180	1,2%
Mútuos entre coligadas, controladas e controladora	-	-100,0%	(400)	0,0%	400	100,0%	400	2,5%	-	0,0%
Depósitos judiciais	18	5,9%	1	0,1%	17	13,3%	2	0,1%	15	0,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar	109	95,5%	53	0,7%	56	75,0%	24	0,4%	32	0,2%
Outros tributos a compensar	12	100,0%	6	0,1%	6	0,0%	-	0,0%	6	0,0%
Derivativos	33	17,9%	5	0,2%	28	33,3%	7	0,2%	21	0,1%
Créditos fiscais diferidos	132	6500,0%	130	0,9%	2	100,0%	2	0,0%	-	0,0%
Outros créditos	108	33,3%	27	0,7%	81	-87,5%	(567)	0,5%	648	4,2%
Investimentos	1.187	16,8%	171	8,0%	1.016	1,8%	18	6,4%	998	6,5%
Imobilizado	8.373	-2,2%	(188)	56,3%	8.561	-3,4%	(297)	53,8%	8.858	57,4%
Ativo contratual	631	56,2%	227	4,2%	404	58,4%	149	2,5%	255	1,7%
Intangível	2.491	0,8%	19	16,7%	2.472	-4,8%	(125)	15,5%	2.597	16,8%
Total do não circulante	13.143	-1,1%	(144)	88,3%	13.286	-2,4%	(324)	83,5%	13.611	88,2%
Total do Ativo	14.881	-6,5%	(1.036)	100,0%	15.918	3,1%	485	100,0%	15.434	100,0%

Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 343 milhões em 2021, que representa 2,3% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 998 milhões comparado com 2020, em função de:

- caixa gerado nas atividades operacionais no montante de R\$ 2.406 milhões, decorrente basicamente (a) do lucro líquido ajustado (R\$ 2.632 milhões); (b) e dividendos recebidos (R\$ 295 milhões); parcialmente compensados por (c) adições de ativo contratual em curso (R\$ 316 milhões); e (d) imposto de renda e contribuição social pagos (R\$ 242 milhões).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- (ii) compensado pelo caixa consumido nas atividades de investimento de R\$ 220 milhões, principalmente com (a) aquisições de imobilizado (R\$ 452 milhões); (b) títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (R\$ 248 milhões); compensados parcialmente por (c) mútuos concedidos a controladas e coligadas (R\$ 414 milhões).
- (iii) caixa consumido nas atividades de financiamento de R\$ 3.184 milhões, decorrente basicamente (a) dividendo e juros sobre o capital próprio pagos (R\$ 2.761); (b) amortização de principal de empréstimos e debêntures (R\$ 1.164 milhões); compensados parcialmente pela captação de empréstimos e debêntures (R\$ 639).

O saldo de R\$ 1.341 milhões em 2020, que representa 8,4% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 745 milhões comparado com 2019, em função de:

- (i) caixa gerado nas atividades operacionais no montante de R\$ 1.912 milhões, decorrente basicamente (a) do lucro líquido ajustado (R\$ 2.268 milhões); (b) e dividendos recebidos (R\$ 411 milhões); (c) outros passivos operacionais (R\$ 164 milhões); parcialmente compensados por (d) encargos de dívidas e debêntures pagos (R\$ 282 milhões); (e) imposto de renda e contribuição social pagos (R\$ 224 milhões); (f) tributos a compensar (R\$ 190 milhões); (g) adições de ativo contratual em curso (R\$ 134 milhões) e (h) consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 101 milhões).
- (ii) caixa gerado nas atividades de investimento de R\$ 13 milhões, principalmente com (a) aplicação líquida em títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (R\$ 699 milhões); compensados parcialmente por (b) mútuos concedidos a controladas e coligadas (R\$ 400 milhões); (c) aquisições de imobilizado (R\$ 271 milhões), intangível (R\$ 13 milhões) e (d) aumento de caital em investidas (R\$ 3 milhões).
- (iii) compensado pelo caixa consumido nas atividades de financiamento de R\$ 1.179 milhões, decorrente basicamente (a) da amortização de principal de empréstimos e debêntures de R\$ 3.919 milhões; (b) amortizações de mútuos com controladas e coligadas (R\$ 446 milhões); (c) do pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 122 milhões; (c) aumento de capital por acionistas não controladores (R\$ 6 milhões); compensado com (d) captações de mútuos com controladas e coligadas (R\$ 2.000 milhões); (e) adiantamento para futuro aumento de capital (R\$ 1.087 milhões); (f) captação de empréstimos de R\$ 123 milhões, para capital de giro da CPFL Renováveis e suas controladas; (g) ganhos na liquidação de derivativos de R\$ 97 milhões; e (h) aumento de particioação societária (R\$ 6 milhões).

Consumidores, concessionárias e permissionárias

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 519 milhões em 2021, que representa 3,5% do total do ativo, apresentou uma redução de 19,2% (R\$ 123 milhões), quando comparado com 2020, decorrente basicamente da redução de 80,2% (R\$ 198 milhões) do saldo a receber de operações realizadas na CCEE; compensado parcialmente pelo aumento de 24,4% (R\$ 76 milhões) no saldo de operações realizadas com concessionárias e permissionárias.

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 642 milhões em 2020, que representa 4,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 19,1% (R\$ 103 milhões), quando comparado com 2019, decorrente basicamente (i) do aumento de 34,8% (R\$ 86 milhões) do saldo a receber de operações realizadas na CCEE; e (ii) aumento de 6,3% (R\$ 19 milhões) no saldo de operações realizadas com concessionárias e permissionárias.

Outros créditos

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 265 milhões em 2021, que representa 1,8% do total do ativo, apresentou uma redução de 23,0% (R\$ 79 milhões) quando comparado com 2020, decorrente basicamente (i) da redução de adiantamentos de fornecedores (R\$ 101 milhões); compensado parcialmente pelo aumento de (ii) estoques (R\$ 17 milhões).

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 344 milhões em 2020, que representa 2,2% do total do ativo, apresentou uma redução de 56,5% (R\$ 447 milhões) quando comparado com 2019, decorrente basicamente

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

(i) da redução de cauções, funos e depósitos vinculados (R\$ 555 milhões); compensado parcialmente pelo aumento de (ii) adiantamentos de fornecedores (R\$ 79 milhões).

Investimentos

O saldo de R\$ 1.187 milhões em 2021, que representa 8,0% do total do ativo apresentou um aumento de 16,8% (R\$ 171 milhões) quando comparado com 2020, decorrente basicamente da equivalência patrimonial de empreendimentos controlados em conjunto (R\$ 519 milhões), compensado pelos dividendos declarados no exercício (R\$ 691 milhões).

O saldo de R\$ 1.016 milhões em 2020, que representa 6,4% do total do ativo apresentou um aumento de 1,8% (R\$ 18 milhões) quando comparado com 2019, decorrente basicamente da equivalência patrimonial de empreendimentos controlados em conjunto (R\$ 410 milhões), compensado pelos dividendos declarados no exercício (R\$ 411 milhões).

Imobilizado

O saldo de R\$ 8.373 milhões em 2021, que representa 56,3% do total do ativo, apresentou uma redução de 2,2% (R\$ 188 milhões) quando comparado a 2020, decorrente basicamente da (i) depreciação do período (R\$ 507 milhões) e (ii) baixas (R\$ 139 milhões); compensado em parte (iii) pelas adições do período (R\$ 457 milhões), principalmente em geração de energia renováveis.

O saldo de R\$ 8.561 milhões em 2020, que representa 53,8% do total do ativo, apresentou uma redução de 3,4% (R\$ 297 milhões) quando comparado a 2019, decorrente basicamente da (i) depreciação do período (R\$ 535 milhões) e (ii) baixas (R\$ 57 milhões); compensado em parte (iii) pelas adições do período (R\$ 271 milhões), principalmente em geração de energia renováveis.

Ativo contratual

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 689 milhões em 2021, correspondente a 4,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 60,6% (R\$ 260 milhões) em relação ao saldo de 2020, proveniente basicamente das adições no exercício (R\$ 328 milhões), parcialmente compensadas pelas atualizações monetárias dos ativos (R\$ 43 milhões); e pelo recebimento financeiro de valores via RAP no exercício (R\$ 25 milhões).

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 429 milhões em 2020, correspondente a 2,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 53,4% (R\$ 150 milhões) em relação ao saldo de 2019, proveniente basicamente das adições no exercício (R\$ 134 milhões) e das atualizações monetárias dos ativos (R\$ 40 milhões); parcialmente compensadas pelo recebimento financeiro de valores via RAP no exercício (R\$ 24 milhões).

Intangível

O saldo de R\$ 2.491 milhões em 2021, correspondente a 16,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 0,8% (R\$ 19 milhões) proveniente basicamente (i) pelas adições do período (R\$ 206 milhões), compensadas parcialmente pela amortização do período (R\$ 183 milhões); e (ii) pelas baixas e transferências (R\$ 4 milhões).

O saldo de R\$ 2.472 milhões em 2020, correspondente a 15,5% do total do ativo, apresentou uma redução de 13,3% (R\$ 380 milhões) proveniente basicamente (i) da amortização do período (R\$ 191 milhões); compensadas parcialmente (ii) pelas adições do período (R\$ 68 milhões).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2021	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2020	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2019	AV%
Circulante										
Fornecedores	291	47,7%	94	2,0%	197	16,6%	28	1,2%	169	1,1%
Empréstimos e financiamentos	127	-53,8%	(148)	0,9%	275	-52,7%	(307)	1,7%	582	3,8%
Debêntures	1.194	36,5%	319	8,0%	875	81,2%	392	5,5%	483	3,1%
Entidade de previdência privada	8	166,7%	5	0,1%	3	-25,0%	(1)	0,0%	4	0,0%
Taxas regulamentares	23	0,0%	-	0,2%	23	0,0%	-	0,1%	23	0,1%
Imposto de renda e contribuição social a pagar	155	167,2%	97	1,0%	58	-57,4%	(78)	0,4%	136	0,9%
Outros impostos, taxas e contribuições	46	-36,1%	(26)	0,3%	72	56,5%	26	0,5%	46	0,3%
Mútuos entre coligadas, controladas e controladora	25	-98,8%	(2.000)	0,2%	2.025	379,9%	1.603	12,7%	422	2,7%
Dividendo e juros sobre capital próprio	65	-84,0%	(342)	0,4%	407	516,7%	341	2,6%	66	0,4%
Obrigações estimadas com pessoal	13	8,3%	1	0,1%	12	20,0%	2	0,1%	10	0,1%
Derivativos	1	0,0%	-	0,0%	1	0,0%	-	0,0%	1	0,0%
Provisões	2	-90,0%	(18)	0,0%	20	-16,7%	(4)	0,1%	24	0,2%
Uso do bem público	16	23,1%	3	0,1%	13	8,3%	1	0,1%	12	0,1%
Outras contas a pagar	485	-8,7%	(46)	3,3%	531	77,6%	232	3,3%	299	1,9%
Total do circulante	2.452	-45,6%	(2.061)	16,5%	4.511	98,0%	2.236	28,3%	2.278	14,8%
Não circulante										
Fornecedores	49	-59,8%	(73)	0,3%	122	17,3%	18	0,8%	104	0,7%
Empréstimos e financiamentos	1.220	76,8%	530	8,2%	690	-77,3%	(2.346)	4,3%	3.036	19,7%
Debêntures	629	-64,7%	(1.151)	4,2%	1.780	-43,6%	(1.377)	11,2%	3.157	20,5%
Mútuos entre coligadas, controladas e controladora	2.116	100,0%	2.116	14,2%	-	0,0%	-	-	-	-
Entidade de previdência privada	40	-18,4%	(9)	0,3%	49	14,0%	6	0,3%	43	0,3%
Imposto de renda e contribuição social a pagar	5	100,0%	5	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-
Tributos e Contribuições Sociais	1	0,0%	-	0,0%	1	0,0%	-	0,0%	1	0,0%
Débitos fiscais diferidos	635	-13,4%	(98)	4,3%	733	-27,6%	(279)	4,6%	1.012	6,6%
Provisões	283	26,9%	60	1,9%	223	-2,6%	(6)	1,4%	229	1,5%
Derivativos	7	100,0%	7	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Uso do bem público	141	25,9%	29	0,9%	112	23,1%	21	0,7%	91	0,6%
Outras contas a pagar	58	34,9%	15	0,4%	43	-46,3%	(37)	0,3%	80	0,5%
Total do não circulante	5.184	38,1%	1.438	34,8%	3.754	-51,6%	(4.000)	23,6%	7.753	50,2%
Patrimônio líquido										
Capital social	2.023	116,1%	1.087	13,6%	936	-10,3%	(108)	5,9%	1.044	6,8%
Reserva de capital	105	-1,9%	(2)	0,7%	107	-35,5%	(59)	0,7%	166	1,1%
Reserva de lucros	788	-65,7%	(1.507)	5,3%	2.295	47,4%	738	14,4%	1.557	10,1%
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-100,0%	(1.087)	0,0%	1.087	100,0%	1.087	6,8%	-	0,0%
Dividendo	1.170	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente acumulado	121	-9,0%	(12)	0,8%	133	-56,0%	(169)	0,8%	302	2,0%
Total do patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	4.208	-7,7%	(350)	28,3%	4.558	48,5%	1.489	28,6%	3.069	19,9%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	3.039	-1,8%	(56)	20,4%	3.095	32,6%	761	19,4%	2.334	15,1%
Total patrimônio líquido	7.246	-5,3%	(406)	48,7%	7.654	41,7%	2.250	48,1%	5.402	35,0%
Total do passivo e patrimônio líquido	14.881	-6,5%	(1.029)	100,0%	15.918	3,1%	488	100,0%	15.434	100,0%

Fornecedores

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 340 milhões em 2021, que representa 2,3% do total do passivo, apresentou um aumento de 6,6% (R\$ 21 milhões), quando comparado com 2020, decorrente basicamente de: (i) aumento no saldo com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 104 milhões (ii) aumento no saldo de encargos de uso da rede elétrica (R\$ 11 milhões), compensado parcialmente por uma redução no saldo de energia comprada no montante de R\$ 94 milhões.

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 319 milhões em 2020, que representa 2,0% do total do passivo, apresentou um aumento de 16,8% (R\$ 46 milhões), quando comparado com 2019, decorrente basicamente de um aumento no saldo de energia comprada no montante de R\$32 milhões, e no saldo com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 14 milhões.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O saldo de R\$ 3.170 milhões em 2021 da dívida total, incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 21,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 12,5% (R\$ 451 milhões) quando comparado com 2020, decorrente principalmente (i) das amortizações do principal no montante de R\$ 1.164 milhões, compensado por (ii) juros e atualizações ocorridos no período de R\$ 142 milhões (líquido dos pagamentos dos encargos); e (iii) captação de empréstimos e debêntures nos montantes de R\$ 639 milhões.

O saldo de R\$ 3.620 milhões em 2020 da dívida total, incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 22,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 50,1% (R\$ 3.638 milhões) quando comparado com 2019, decorrente principalmente (i) das amortizações do principal no montante de R\$ 3.919 milhões, compensado por (ii) juros e atualizações ocorridos no período de R\$ 158

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

milhões (líquido dos pagamentos dos encargos); e (iii) captação de empréstimos e debêntures nos montantes de R\$ 123 milhões.

As principais captações de 2021 e 2020 estão divulgadas nas demonstrações financeiras.

Débitos fiscais diferidos

O saldo de R\$ 635 milhões em 2021, que representa 4,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 13,4% (R\$ 98 milhões) em função basicamente da redução de bases negativas e prejuízos fiscais e de débitos fiscais decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis.

O saldo de R\$ 733 milhões em 2020, que representa 4,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 27,6% (R\$ 279 milhões) em função basicamente da redução de bases negativas e prejuízos fiscais (R\$268 milhões) e de débitos fiscais decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis (R\$ 15 milhões).

Reserva de capital

O saldo em 2021 de R\$ 105 milhões, que representa 0,7% do total do passivo e patrimônio líquido, corresponde: i) R\$ 180.453 pela combinação de negócios com a DESA; ii) saldo devedor de R\$ 73.273, referente a variações de participação societária na CPFL Renováveis e iii) saldo devedor de R\$ 1.769 referente ao pagamento de minoritários. De acordo com o ICPC 09 (R2) e IFRS 10 / CPC 36, estes efeitos foram reconhecidos como transações entre acionistas e contabilizado diretamente no Patrimônio Líquido.

O saldo em 2020 de R\$ 106.617, que representa 0,7% do total do passivo e patrimônio líquido, corresponde : i) R\$ 180.453 pela combinação de negócios com a DESA; ii) saldo devedor de R\$ 73.273, referente a variações de participação societária na CPFL Renováveis e iii) saldo devedor de R\$ 563 referente ao pagamento de minoritários. De acordo com o ICPC 09 (R2) e IFRS 10 / CPC 36, estes efeitos foram reconhecidos como transações entre acionistas e contabilizado diretamente no Patrimônio Líquido.

Reservas de lucros

Em 2021 o saldo de R\$ 788 milhões, que representa 5,3% do total do passivo e patrimônio líquido, compreende os saldos da reserva legal (R\$ 235 milhões), reserva de lucros a realizar (R\$ 158 milhões) e reserva estatutária de reforço de capital de giro (R\$ 395 milhões).

Em 2020 o saldo de R\$ 2.296 milhões, que representa 14,4% do total do passivo e patrimônio líquido, compreende os saldos da reserva legal (R\$ 174 milhões), reserva de lucros a realizar (R\$ 158 milhões) e reserva estatutária de reforço de capital de giro (R\$ 1.964 milhões).

Resultado abrangente acumulado

O saldo de R\$ 121 milhões em 2021, que representa 0,8% do total do passivo e patrimônio líquido; corresponde a: (i) Custo atribuído: Refere-se ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado, no montante de R\$ 148.476; e (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 27.510 (líquido de imposto de renda e contribuição social) corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o IAS 19 / CPC 33 (R2).

O saldo de R\$ 133 milhões em 2020, que representa 0,8% do total do passivo e patrimônio líquido; corresponde a: (i)Custo atribuído: Refere-se ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado, no montante de R\$ 162.238; (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 29.130 (líquido de imposto de renda e contribuição social) corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o IAS 19 / CPC 33 (R2); (iii) Efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários, de acordo com o IFRS 9 / CPC 48 de R\$ 150.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

Demonstração do Resultado Consolidado (em milhões de reais)										
	2021	AH%	AH-R\$	AV%	2020	AH%	AH-R\$	AV%	2019	AV%
Receita operacional	4.464	26,7%	941	107,3%	3.523	5,4%	181	107,9%	3.342	108,0%
Fornecimento de energia elétrica	14	-41,7%	(10)	0,3%	24	9,1%	2	0,7%	22	0,7%
Suprimento de energia elétrica	4.043	23,5%	768	97,2%	3.275	2,0%	65	100,3%	3.210	103,7%
Outras receitas operacionais	407	81,7%	183	9,8%	224	103,6%	114	6,9%	110	3,6%
Deduções da receita operacional	(303)	-17,4%	(45)	-7,3%	(258)	-4,0%	(10)	-7,9%	(248)	-8,0%
Receita operacional líquida	4.160	27,4%	895	100,0%	3.265	5,5%	171	100,0%	3.094	100,0%
Custo com energia elétrica	(509)	-37,2%	(138)	-12,2%	(371)	16,3%	72	-11,4%	(443)	-14,3%
Energia comprada para revenda	(372)	-54,4%	(131)	-8,9%	(241)	24,5%	78	-7,4%	(319)	-10,3%
Encargo de uso do sist transm distrib	(137)	-5,4%	(7)	-3,3%	(130)	-4,8%	(6)	-4,0%	(124)	-4,0%
Despesa operacional	(1.754)	-30,9%	(414)	-42,2%	(1.340)	-5,6%	(71)	-41,0%	(1.269)	-41,0%
Pessoal	(141)	3,4%	5	-3,4%	(146)	4,6%	7	-4,5%	(153)	-4,9%
Material	(32)	-18,5%	(5)	-0,8%	(27)	-12,5%	(3)	-0,8%	(24)	-0,8%
Serviço de terceiros	(224)	-5,7%	(12)	-5,4%	(212)	7,4%	17	-6,5%	(229)	-7,4%
Depreciação/amortização	(543)	-2,5%	(13)	-13,1%	(530)	10,9%	65	-16,2%	(595)	-19,2%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(440)	-263,6%	(319)	-10,6%	(121)	-536,8%	(102)	-3,7%	(19)	-0,6%
Amortização de intangível de concessão	(168)	0,0%	-	-4,0%	(168)	0,6%	1	-5,1%	(169)	-5,5%
Outros	(206)	-51,5%	(70)	-5,0%	(136)	-70,0%	(56)	-4,2%	(80)	-2,6%
Resultado do serviço	1.899	22,3%	346	45,6%	1.553	12,4%	171	47,6%	1.382	44,7%
Equivalência patrimonial	519	26,6%	109	12,5%	410	17,5%	61	12,6%	349	11,3%
Resultado financeiro	(281)	26,4%	101	-6,8%	(382)	32,0%	180	-11,7%	(562)	-18,2%
Receitas financeiras	129	4,0%	5	3,1%	124	-35,8%	(69)	3,8%	193	6,2%
Despesas financeiras	(410)	19,1%	97	-9,9%	(507)	32,8%	248	-15,5%	(755)	-24,4%
Resultado antes dos tributos	2.137	35,3%	557	51,4%	1.580	35,2%	411	48,4%	1.169	37,8%
Contribuição social	(41)	-510,0%	(51)	-1,0%	10	-115,9%	73	0,3%	(63)	-2,0%
Imposto de renda	(87)	-261,1%	(141)	-2,1%	54	-135,3%	207	1,7%	(153)	-4,9%
Lucro Líquido	2.008	22,1%	363	48,3%	1.645	72,6%	692	50,4%	953	30,8%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.218	1,7%	20	29,3%	1.198	38,8%	335	36,7%	863	27,9%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	791	77,4%	345	19,0%	446	395,6%	356	13,7%	90	2,9%

Receita Operacional Bruta

Principais variações da Receita Operacional Bruta de 2021, comparado com 2020:

A receita operacional bruta em 2020 foi de R\$ 4.464 milhões, representando um aumento de 26,7% (R\$ 941 milhões), quando comparado com 2020. Este aumento é decorrente basicamente de um aumento de 23,5% (R\$ 768 milhões) em suprimento de energia elétrica e de um aumento de 81,7% (R\$ 183 milhões) em outras receitas operacionais.

Principais variações da Receita Operacional Bruta de 2020, comparado com 2019:

A receita operacional bruta em 2020 foi de R\$ 3.523 milhões, representando um aumento de 5,4% (R\$ 181 milhões), quando comparado com 2019. Este aumento é decorrente basicamente de um aumento de 103,6% (R\$ 114 milhões) em outras receitas operacionais e de um aumento de 2% (R\$ 65 milhões) em suprimento de energia elétrica.

Custo com energia elétrica

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2021, comparado com 2020:

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$ 509 milhões em 2021, um aumento de R\$ 138 milhões, ou 37,2%, em relação a 2020. Esta variação é explicada principalmente: (i) aumento na energia de curto prazo (R\$ 148 milhões); aumento na energia comprada no ambiente de contratação livre – ACL (R\$ 85 milhões); aumento na energia adquirida através de leilão regulado e contratos bilaterais (R\$ 29 milhões), compensados parcialmente pela redução no aporte a CDE (R\$ 117 milhões) e créditos de PIS/COFINS (R\$ 13 milhões).

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2020, comparado com 2019:

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$ 371 milhões em 2020, uma redução de R\$ 72 milhões, ou 16,3%, em relação a 2019. Esta variação é explicada pela: (i) redução de 62,5% (R\$ 86 milhões) com a

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

energia adquirida para revenda, em função de uma redução de 69,4% no preço médio, parcialmente compensado por um aumento de 22,8% na quantidade de energia adquirida; compensado parcialmente pelo: (ii) aumento de 4,8% (R\$ 9 milhões) na energia adquirida no ambiente de contratação livre – ACL em função de um aumento de 18,4% na quantidade de energia adquirida, compensado parcialmente pela redução de 11,4% do preço médio; e (iii) aumento de 4,6% (R\$ 6 milhões) nos encargos de uso do sistema.

Despesas Operacionais

Principais variações das Despesas Operacionais de 2021, comparado com 2020:

As Despesas Operacionais de 2021 foram de R\$ 1.754 milhões, representando um aumento de 30,9% (R\$ 414 milhões), quando comparado com 2020, justificado basicamente pelo: (i) aumento do custo de construção de infraestrutura da concessão (R\$ 319 milhões); (ii) aumento de 51,5% (R\$ 70 milhões) de outros custos e despesas operacionais devido principalmente por um aumento nas despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 55 milhões).

Principais variações das Despesas Operacionais de 2020, comparado com 2019:

As Despesas Operacionais de 2020 foram de R\$ 1.340 milhões, representando um aumento de 5,4% (R\$ 69 milhões), quando comparado com 2019, justificado basicamente pelo: (i) aumento de R\$ 102 milhões do custo de construção de infraestrutura da concessão; (ii) aumento de 67,5% (R\$ 54 milhões) de outros custos e despesas operacionais devido principalmente por um aumento no reconhecimento de perda na baixa, desativação e alienação de ativos (R\$ 37 milhões) e aumento nas despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 10 milhões); compensado em parte por (iii) redução de 10,9% (R\$ 65 milhões) de despesas de depreciação e amortização de ativos; (iv) redução de 7,4% (R\$ 17 milhões) de despesas com serviços de terceiros.

Resultado Financeiro

Principais variações do Resultado Financeiro de 2021, comparado com 2020:

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 281 milhões em 2021, representando uma redução de 26,4% (R\$ 101 milhões), comparado com a despesa líquida de 2020. Esta variação decorre basicamente de:

- Redução nas despesas financeiras de 19,1% (R\$ 97 milhões), principalmente em função da redução de 28,7% (R\$ 92 milhões) com encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais; e
- Aumento nas receitas financeiras de 3,9% (R\$ 5 milhões), decorrente basicamente por: (i) aumento de R\$ 17 milhões com juros sobre contratos de mútuo; (ii) aumento de 14,9% (R\$ 7 milhões) na renda de aplicações financeiras; (iii) aumento de 24,2% (R\$ 3 milhões) com atualizações monetárias e cambiais, parcialmente compensados pela redução de 37,9% (R\$ 24 milhões) em outras receitas, principalmente pela redução de liquidações na CCEE.

Principais variações do Resultado Financeiro de 2020, comparado com 2019:

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 382 milhões em 2020, representando uma redução de 31,9% (R\$ 179 milhões), comparado com a despesa líquida de 2019. Esta variação decorre basicamente de:

- Redução nas despesas financeiras de 32,8% (R\$ 248 milhões), principalmente em função da redução de 47,7% (R\$ 282 milhões) com encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, compensado em parte pelo aumento de uso do bem público (R\$ 21 milhões); e
- Redução nas receitas financeiras de 35,4% (R\$ 68 milhões), decorrente basicamente: por uma redução de 48,6% (R\$ 46 milhões) com renda de aplicações financeiras e da redução de 43,3% (R\$ 39 milhões) por liquidações na CCEE.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 Os diretores devem comentar sobre:

a) resultados das operações do emissor, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A CPFL Geração é a holding dos ativos de geração do grupo CPFL Energia, com participações em grandes empreendimentos hidrelétricos e duas usinas térmicas, além de deter 50,85% da CPFL Renováveis (em conjunto com a CPFL Energia, detêm 100%), que é líder no segmento de energia renovável.

O portfólio da CPFL Geração é de 4.347 MW, compreendendo 7 usinas hidrelétricas (1.928 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Estamos constantemente avaliando novas oportunidades para explorar investimentos em projetos de geração. Contamos com um portfólio de 3.350 MW de projetos em desenvolvimento para os próximos anos e atualmente possuímos um projeto em construção, a PCH Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, com entrada em operação prevista para 2024.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações: 2021 em comparação com 2020

Receita Operacional Líquida

Em comparação com 2021, as receitas operacionais líquidas aumentaram 27,4% (ou R\$ 895 milhões), totalizando R\$ 4.160 milhões em 2021. Esse aumento deveu-se basicamente a (i) um aumento suprimido de energia elétrica (R\$ 768 milhões) e (ii) em outras receitas operacionais (R\$ 183 milhões), principalmente em função da receita com construção de infraestrutura da concessão (R\$ 147 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Energia Comprada para Revenda

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$ 509 milhões em 2021, um aumento de R\$ 138 milhões, ou 37,2%, em relação a 2020. Esta variação é explicada principalmente: (i) aumento na energia de curto prazo (R\$ 148 milhões); aumento na energia comprada no ambiente de contratação livre – ACL (R\$ 85 milhões); aumento na energia adquirida através de leilão regulado e contratos bilaterais (R\$ 29 milhões), compensados parcialmente pela redução no aporte a CDE (R\$ 117 milhões) e créditos de PIS/COFINS (R\$ 13 milhões).

Despesas Operacionais

Nossas despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas e despesas gerais. As despesas operacionais foram de R\$ 1.754 milhões em 2021, um aumento de R\$ 414 milhões, ou 30,9% em relação a 2020. Esse aumento é justificado basicamente pelo aumento de R\$ 319 milhões do custo de construção de infraestrutura da concessão;

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa financeira líquida de R\$ 281 milhões em 2021 que, em comparação com a despesa líquida de R\$ 382 milhões em 2020, apresentou uma redução de R\$ 102 milhões ou 26,6%. Essa redução é justificada basicamente: (i) pela redução nas despesas financeiras de 19,1% (R\$ 97 milhões), principalmente em função da redução de 28,7% (R\$ 92 milhões) com encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, e (ii) pelo aumento nas receitas financeiras de 3,9% (R\$ 5 milhões), decorrente basicamente por: (i) aumento de R\$ 17 milhões com juros sobre contratos de mútuo; (ii) aumento de 14,9% (R\$ 7 milhões) na renda de aplicações financeiras; (iii) aumento de 24,2% (R\$ 3 milhões) com atualizações monetárias e cambiais, parcialmente compensados pela redução de 37,9% (R\$ 24 milhões) em outras receitas, principalmente pela redução de liquidações na CCEE.

Lucro Líquido do Exercício

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Devido aos fatores explicados acima, apresentamos um lucro líquido em 2021 de R\$ 2.008 milhões que, comparado ao lucro líquido apurado em 2020 de R\$ 1.645 milhões, apresentou um aumento de 22,1% ou R\$ 364 milhões.

Resultados das Operações: 2020 em comparação com 2019

Receita Operacional Líquida

Em comparação com 2019, as receitas operacionais líquidas aumentaram 5,5% (ou R\$ 71 milhões), totalizando R\$ 3.265 milhões em 2020. Esse aumento deveu-se basicamente a (i) um aumento em outras receitas operacionais (R\$ 113 milhões), principalmente em função da receita com construção de infraestrutura da concessão (R\$ 112 milhões); (ii) um aumento de 2,0% (R\$ 65 milhões) nas receitas com suprimento de energia elétrica, devido a um aumento de 9,0% na quantidade vendida, parcialmente compensado por uma redução de 6,4% no preço médio; e (iii); parcialmente compensado por (iii) um aumento de 4,0% (R\$ 10 milhões) em deduções da receita operacional, principalmente em função do PIS e COFINS.

Custos e Despesas Operacionais

Energia Comprada para Revenda

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$ 371 milhões em 2020, uma redução de R\$ 72 milhões, ou 16,3%, em relação a 2019. Esta variação é explicada pela: (i) redução de 62,5% (R\$ 86 milhões) com a energia adquirida para revenda, em função de uma redução de 69,4% no preço médio, parcialmente compensado por um aumento de 22,8% na quantidade de energia adquirida; compensado parcialmente pelo: (ii) aumento de 4,8% (R\$ 9 milhões) na energia adquirida no ambiente de contratação livre – ACL em função de um aumento de 18,4% na quantidade de energia adquirida, compensado parcialmente pela redução de 11,4% do preço médio; e (iii) aumento de 4,6% (R\$ 6 milhões) nos encargos de uso do sistema.

Despesas Operacionais

Nossas despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas e despesas gerais. As despesas operacionais foram de R\$ 1.340 milhões em 2020, um aumento de R\$ 69 milhões, ou 5,4% em relação a 2019. Esse aumento é justificado basicamente:

- i. aumento de R\$ 102 milhões do custo de construção de infraestrutura da concessão;
- ii. aumento de 67,5% (R\$ 54 milhões) de outros custos e despesas operacionais devido principalmente (i) a um aumento no reconhecimento de perda na baixa, desativação e alienação de ativos (R\$ 37 milhões), (ii) aumento nas despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 10 milhões), parcialmente compensados por:
 - iii. redução de 10,9% (R\$ 65 milhões) de despesas de depreciação e amortização de ativos;
 - iv. redução de 7,4% (R\$ 17 milhões) de despesas com serviços de terceiros;

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa financeira líquida de R\$ 382 milhões em 2020 que, em comparação com a despesa líquida de R\$ 562 milhões em 2019, apresentou uma redução de R\$ 179 milhões ou 31,9%. Essa redução é justificada basicamente: (i) pela redução nas despesas financeiras de 32,8% (R\$ 248 milhões), principalmente em função da redução de 47,7% (R\$ 282 milhões) com encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, compensado em parte pelo aumento de uso do bem público (R\$ 21 milhões), e aumento de outras despesas financeiras (R\$ 13 milhões); e (ii) pela redução nas receitas financeiras de 35,4% (R\$ 68 milhões), decorrente basicamente por uma redução de 48,6% (R\$ 46 milhões) com renda de aplicações financeiras e da redução de 43,3% (R\$ 39 milhões) por liquidações na CCEE.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas receitas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 65 milhões em 2020 que, comparado com as despesas líquidas de R\$ 216 milhões de 2019, apresenta uma redução de R\$ 280 milhões ou 129,9%, principalmente por (i) prejuízo fiscal e base negativa (receita de R\$ 267.721 em 2020 e receita de

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

R\$ 578 em 2019); (ii) benefício fiscal do ágio incorporado (despesa de R\$ 969 em 2020 e despesa de R\$ 1.292 em 2019) e (iii) diferenças temporárias (receita de R\$ 39.881 em 2020 e receita de R\$ 85.695 em 2019), correspondentes ao prejuízo fiscal e base negativa para os quais, neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributários futuros para seu aproveitamento. Em 31 de dezembro de 2020, a controlada CPFL Renováveis possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não reconhecidos no montante de R\$ 576.370 (R\$ 833.834 em 31 de dezembro de 2019), por não haver, naquele momento, provável certeza de geração de lucros tributáveis futuros. Este montante pode ser objeto de reconhecimento contábil no futuro, de acordo com as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis. Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, apresentamos um lucro líquido em 2020 de R\$ 1.645 milhões que, comparado ao lucro líquido apurado em 2019 de R\$ 953 milhões, apresentou um aumento de 72,6% ou R\$ 692 milhões.

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

Item facultativo em função de a Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

c) impacto 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, quando relevante;

Item facultativo em função de a Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3 Comentários dos diretores sobre 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 em razão da Companhia não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

2021

Os diretores esclarecem que não houve constituição, aquisição ou alienação de participação societária no exercício.

2020

Em 30 de setembro de 2019, a controladora CPFL Energia firmou contrato de compra e venda de ações com sua controladora State Grid Brazil Power Participações SA ("State Grid"), adquirindo 243.771.824 ações da controlada CPFL Renováveis, aumentando assim seu total (direto e indireto) participação de 51,60% a 99,94% na CPFL Renováveis. O valor pago em dinheiro foi de R\$ 16,85 por ação, totalizando R\$ 4.107.555. Considerando que esta transação não constituiu uma combinação de negócios, sua contabilidade envolveu, nas demonstrações financeiras independentes, um aumento de R\$ 2.072.635 na conta de investimentos da Companhia e um decréscimo de R\$ 2.034.920 na conta de reserva de capital, devido à transação entre acionistas. Nas demonstrações financeiras consolidadas, os efeitos relacionados foram uma redução de R\$ 2.072.635 no patrimônio líquido atribuível a participações de acionistas não controladores e uma redução de R\$ 2.034.920 na conta de reserva de capital.

Em 22 de setembro de 2020 por meio das Resoluções Autorizativas nº 9.229/2020 e 9.230/2020, a ANEEL autorizou a cisão parcial da CPFL Geração com versão de seu acervo líquido cindido para a CPFL Renováveis, a incorporação total da CPFL Centrais Geradoras pela CPFL Renováveis, e aumento de capital da CPFL Renováveis mediante a integralização de créditos pela CPFL Geração, com todas operações aprovadas pela Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") realizada em 30 de setembro de 2020. A nova estrutura tem por objetivo gerar fortalecimento das estruturas administrativas e trazer sinergias para o Grupo.

Em decorrência da reestruturação societária, e em consequência das operações o Capital Social da CPFL Geração e CPFL Renováveis passam a ser, em 30 de setembro de 2020, R\$ 935.782 e R\$ 4.032.291 respectivamente, além de haver extinção da CPFL Centrais Geradoras, que é sucedida pela CPFL Renováveis. Após as supracitadas transações a participação da CPFL Energia e CPFL Geração na CPFL Renováveis passam a ser 49,15% e 50,85% respectivamente.

O acervo líquido cindido da CPFL Geração apurado nesta transação foi de R\$ 395.929 em 30 de junho de 2020 (data do laudo), sendo capital social R\$ 108.129 e resultado abrangente R\$ 287.700 e R\$ 564.118 em 30 de setembro de 2020 (data de aprovação na AGE e efetivação da transação), sendo capital social R\$ 108.129, resultado abrangente R\$ 281.840 e lucros acumulados de R\$ 174.139, e não gerou nenhum efeito nas demonstrações financeiras consolidadas do grupo CPFL Energia.

2019

Em março de 2019 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissão de Energia Sul I S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. ("CPFL Sul I"), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo implantar e operar as instalações de transmissão objeto do Lote 05 do Leilão de Transmissão ANEEL 004/2018: um novo páteo 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. A transmissora tem início de operação previsto para março de 2024, de forma que os resultados da operação afetarão o resultado de equivalência patrimonial da Companhia a partir de então.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

Também em março de 2019, foi aprovada a constituição da CPFL Transmissão de Energia Sul II S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda. ("CPFL Sul II"), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo implantar e operar as instalações de transmissão objeto do Lote 11 do Leilão de Transmissão ANEEL 004/2018: a implantação da SE Porto Alegre 1 230/ 69 /13,8 kV, da SE Vila Maria 230 / 138 / 13,8 kV fruto do seccionamento da linha de transmissão 230 kV 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, o segundo (subterrâneo) com aproximadamente 3,4 km e o terceiro (subterrâneo) com aproximadamente 4 km. A transmissora tem início de operação previsto para março de 2023, de forma que os resultados da operação afetarão o resultado de equivalência patrimonial da Companhia a partir de então.

c) eventos ou operações não usuais

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no exercício.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

10.4 Comentários dos diretores sobre:

a) mudanças significativas nas práticas contábeis

2021

As demonstrações financeiras de 2021 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.

Algumas novas normas entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2021, mas não afetaram materialmente as demonstrações financeiras do Grupo.

2020

As demonstrações financeiras de 2020 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, sendo os mais relevantes:

Adoção inicial pela Companhia das alterações ao CPC 15/IFRS 3 sobre definição de um negócio, e alterações ao CPC 48/IFRS 9, CPC 38/IAS 39 e CPC 40/IFRS 7 sobre Reforma da Taxa de Juros de Referência a partir de 1º de janeiro de 2020.

Uma série de outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2020, mas não afetaram materialmente as demonstrações financeiras da Companhia.

2019

As demonstrações financeiras de 2019 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2019. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

As mudanças nas práticas contábeis em 2019 e 2021 e seus efeitos estão divulgadas no item 10.4.a.

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, datado de 17 de março de 2022, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.6 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. **arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;**
 - ii. **carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;**
 - iii. **contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;**
 - iv. **contratos de construção não terminada;**
 - v. **contratos de recebimentos futuros de financiamento;**

Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 não há itens que não constem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia e para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

- b) **outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.**

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados

10.7 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, 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;**
- b) natureza e o propósito da operação;**
- c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.**

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8 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 aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020 e a projeção para os anos de 2023 a 2027 (em milhões de reais):

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de							
	2020	2021	2022	2023*	2024*	2025*	2026*	2027*
	(em milhões)							
Geração	283	466	297	519	252	164	150	119
Transmissão	134	397	701	642	684	688	649	514
Total	417	863	998	1.161	936	852	799	633

* Investimento planejado

Planejamos investir aproximadamente R\$ 1.161 milhões em 2023, R\$ 936 milhões em 2024, R\$ 852 milhões em 2025, R\$ 799 milhões em 2026 e R\$ 633 milhões em 2027. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 1.204 milhões em nosso segmento de geração. Adicionalmente, planejamos investir aproximadamente R\$ 3.178 milhões em nosso segmento de transmissão. 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 2022 e 2023, as controladas da CPFL Energia pretendem captar recursos por meio de (i) novos financiamentos junto a bancos de fomento (BNDES, BNB, outros), (ii) captações com instituições financeiras nacionais e internacionais e (iii) emissões de debêntures.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Não aplicável em razão de não estar em andamento desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

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;

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

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

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.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9 Comentários dos diretores 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.

11. Projeções / 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11. PROJEÇÕES

11.1 As projeções devem identificar:

a) objeto da projeção;

Nos termos do artigo 20 a Instrução CVM 480, 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) período projetado e o prazo de validade da projeção;

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

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

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

d) valores dos indicadores que são objeto de previsão, (em milhões de reais).

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

11. Projeções / 11.2 - Acompanhamento das projeções

11.2 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 20 a Instrução CVM 480, 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, nos termos do item "a" acima.

- 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, nos termos do item "a" acima.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

12. ASSEMBLEIA GERAL E ADMINISTRAÇÃO

12.1 Descrever a estrutura administrativa do emissor, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno, identificando:

- a) atribuições do conselho de administração e dos órgãos e comitês permanentes que se reportam ao conselho de administração, indicando:**

ÓRGÃOS DA COMPANHIA E SUAS ATRIBUIÇÕES

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, que são compostos e funcionam em conformidade com o Estatuto Social.

a.1) Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Companhia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, que é constituído por no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) membros titulares, eleitos pela Assembleia Geral, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição.

O Conselho de Administração terá um Presidente e um Vice-Presidente, nomeados por seus membros na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos conselheiros.

O Conselho de Administração é um órgão colegiado deliberativo responsável por determinar as diretrizes estratégicas da Companhia e de suas subsidiárias e afiliadas, bem como por proteger o objeto social da Companhia 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.2) Diretoria

A Diretoria Executiva da Companhia é responsável por dirigir todos os negócios e pela administração geral da Companhia e de suas controladas, bem como pela execução da estratégia corporativa. Nos termos do Estatuto Social, é composta por até oito membros, sendo Diretor Presidente, um Diretor Presidente Assistente, um Diretor Regulatório e de Gestão de Energia, um Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, um Diretor Administrativo, um Diretor de Operações, um Diretor Financeiro Adjunto e Diretor de Engenharia, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. As atribuições da Diretoria Executiva estão descritas no item 5.1.b acima.

a.3) Auditoria interna

A Companhia não tem instalado auditoria interna no âmbito da sua administração.

- i. se possuem regimento interno próprio, informando, em caso positivo órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue esses regimentos, locais na rede mundial de computadores onde esses documentos podem ser consultados.**

Os órgãos de governança corporativa da CPFL Energia possuem Regimento Interno próprio.

O Conselho de Administração da controladora CPFL Energia tem seu funcionamento disciplinado em um Regimento Interno, em sua última alteração, foi aprovado na 461ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de dezembro de 2021.

O Regimento Interno da Diretoria Executiva da controladora CPFL Energia, em sua última atualização, foi aprovado na 461ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de dezembro de 2021.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Os referidos documentos podem ser consultados no *website* de Relação com Investidores da Companhia: <https://www.cpfl.com.br/ri> (neste *website*, acessar em "Governança Cooperativa" em seguida, selecionar "Estatutos Sociais e Políticas").

ii. se o emissor possui comitê de auditoria estatutário, informando, caso positivo, suas principais atribuições, forma de funcionamento e se o mesmo atende aos requisitos da regulamentação emitida pela CVM a respeito do assunto

A Companhia não possui comitê de auditoria estatutário, tendo em vista tratar-se de órgão opcional.

iii. de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente, e informando o órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação 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 da controladora CPFL Energia, realizada em 16 de dezembro de 2021, foi aprovada a Política de Contratação de Auditores Independentes, a qual pode ser consultada no *website* de Relação com Investidores da Companhia: <https://www.cpfl.com.br/ri> (neste *website*, acessar em "Governança Cooperativa" em seguida, selecionar "Estatutos Sociais e Políticas").

b) em relação aos membros da diretoria estatutária, suas atribuições e poderes individuais, indicando se a diretoria possui regimento interno próprio, e informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

c) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, informando se possui regimento interno próprio, e indicando, em caso positivo, data da sua aprovação pelo conselho fiscal e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A Companhia não tem instalado o conselho fiscal, bem como não criou nenhum comitê ou comissão no âmbito da sua Administração.

d) se há mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que se reporta ao conselho de administração, informando, em caso positivo:

i. a periodicidade da avaliação e sua abrangência, indicando se a avaliação é feita somente em relação ao órgão ou se inclui também a avaliação individual de seus membros

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados na avaliação

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iii. como os resultados da avaliação são utilizados pelo emissor para aprimorar o funcionamento deste órgão; e

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

iv. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:

- a. prazos de convocação**
- b. competências**
- c. endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise**
- d. identificação e administração de conflitos de interesses**
- e. solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto**
- f. formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico**
- g. formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, motorização e consularização;**
- h. se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância;**
- i. instruções para que acionista ou grupo de acionista inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância;**
- j. se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

12.3 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração indicando:

- a) **número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias**
- b) **se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho**
- c) **regras de identificação e administração de conflitos de interesses**
- d) **se o emissor possui política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração formalmente aprovada, informando, em caso positivo:**
 - i. **órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**
 - ii. **principais características da política, incluindo regras relativas ao processo de indicação dos membros do conselho de administração, à composição do órgão e à seleção de seus membros**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12. Assembléia e administração / 12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos

12.4 Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Yuehui Pan	17/08/1984	Pertence apenas à Diretoria	30/04/2021	2 anos, até a primeira RCA após a AGO de 2023	2
061.539.517-16	Contador	12 - Diretor de Relações com Investidores	30/04/2021	Sim	0%
Diretor Financeiro					
Flavio Henrique Ribeiro	02/06/1979	Pertence apenas à Diretoria	30/04/2021	2 anos, até a primeira RCA após a AGO de 2023	2
276.489.428-79	Administrador	19 - Outros Diretores Diretor Administrativo	30/04/2021	Sim	0%
XinJian Chen	19/02/1981	Pertence apenas à Diretoria	30/04/2021	2 anos, até a primeira RCA após a AGO de 2023	0
239.885.728-02	Administrador	10 - Diretor Presidente / Superintendente	30/04/2021	Sim	0%
Francisco João Di Mase Galvão Junior	05/03/1981	Pertence apenas à Diretoria	30/04/2021	2 anos, até a primeira RCA após a AGO de 2023	2
219.993.118-84	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor de Operações	30/04/2021	Sim	0%
XinJian Chen	19/02/1981	Pertence apenas à Diretoria	30/04/2021	2 anos, até a primeira RCA após a AGO de 2023	2
239.885.728-02	Administrador	19 - Outros Diretores Presidente assistente	30/04/2021	Sim	0%
Bruno Monte	21/10/1982	Pertence apenas à Diretoria	15/09/2022	Até a primeira RCA após a AGO de 2023	0
315.170.868-41	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor de Engenharia	15/09/2022	Sim	0%
ZhangYan Fu	25/05/1973	Pertence apenas à Diretoria	30/04/2021	2 anos, até a primeira RCA após a AGO de 2023	2
239.866.048-63	Economista	19 - Outros Diretores Diretor Financeiro Adjunto	30/04/2021	Sim	0%

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Rodolfo Coli da Cunha	28/12/1972	Pertence apenas à Diretoria	30/04/2021	2 anos, até a primeira RCA após a AGO de 2023	4
962.391.316-87	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor Regulatório de Gestão de Energia	30/04/2021	Sim	0%
Tiago da Costa Parreira	05/08/1983	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2022	2 anos, até a AGO de 2025	4
013.245.736-94	Economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2022	Sim	100%
Futao Huang	28/02/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2022	2 anos, até a AGO de 2025	1
239.777.588-37	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2022	Sim	100%
Luis Emerson Kamada	06/03/1972	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2022	2 anos, até a AGO de 2025	0
163.927.248-85	Engenheiro Eletricista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2022	Sim	0%
Karin Regina Luchesi	28/10/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2022	2 anos, até a AGO de 2025	7
219.880.918-45	Engenheira de produção	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2022	Sim	100%

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Yuehui Pan - 061.539.517-16

Graduado em Gestão Financeira pela Changsha University of Science and Technology em 2004, mestre em Administração pela North China Electric Power University e com MBA pela Kellogg School of Management, Northwestern University.

Começou sua trajetória no Departamento de Finanças na China Power Technology Import and Export Company, de 2004 até 2009 e depois assumiu o cargo de Diretor do Departamento de Gestão de Ativos Financeiros da State Grid International Development Co., Ltd. de 2009 até 2010. Ele também atuou como Diretor Assistente, entre 2011 e 2013, e Diretor de 2013 até 2018, no Departamento Financeiro da State Grid Brasil Holding S.A. Na sequência ele atuou como Presidente do Conselho Fiscal da Belo Monte Transmissora de Energia S.A., e Presidente do Conselho Fiscal da CPFL Energia e CPFL Renováveis. É certificado pelo American Institute of the Chartered Financial Analyst e pelo China Institute of the Certified Public Accountants. Em 2018 ele tornou-se Diretor Vice-Presidente Financeiro adjunto da Companhia, com mandato até 31 de janeiro de 2019. Foi eleito Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia. Ele também atua como Diretor Presidente, Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores de diversas de nossas subsidiárias e também é um membro do nosso Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas. Em 2020, o Sr. Pan foi eleito como membro do Conselho de Administração da CPFL Energia.

Flavio Henrique Ribeiro - 276.489.428-79

Executivo com 23 anos de experiência em áreas como Digital, TI, Infraestrutura, Operador Logístico, Facilities/Utilities, Operação de Negócios, Engenharia, BPO, Centro de Serviços Compartilhados e RH. Carreira desenvolvida em países como Chile, Peru, Argentina, Colômbia, México e Brasil. Atualmente responsável por desenvolver e executar a estratégia de todas as áreas de TI, Digital, Centro de Serviços Compartilhados, bem como por manter a operação e governança de todas estas áreas e processos. Também responsável por monitorar e gerenciar através de KPI's e controles 24/7 hs todas as operações críticas dos negócios do Grupo CPFL. Conhecimento e gestão de todos os sistemas, subsistemas e processos de todas as áreas de Suporte aos negócios, mudança e implantação de processos, desenvolvimento e implementação de estratégia de todas as respectivas áreas, implantação de indicadores chave de desempenho (KPIs) e BSC para toda empresa e grupo. Possui também conhecimento em digitalização, automação e implementação de 100% das plataformas de atendimento ao cliente e funcionários em nuvem (Cloud).

XinJian Chen - 239.885.728-02

XinJian Chen - 239.885.728-02

Trabalha no setor elétrico desde 2009, começando sua carreira na Companhia State Grid Jinshuitan Hydropower. Também trabalhou nas Companhias Shitang Hydropower e Liandu Power Supply. Possui extensa experiência em diferentes áreas do setor, como o gerenciamento de usinas hidroelétricas, administração, relação com investidores e operações de capital. Desde 2009, ocupou as seguintes posições: Diretor Administrativo da Jinshuitan Hydropower, Secretário da Diretoria da Shitang Hydropower, membro do comitê de assessoramento Ouneng Electric Power Group e Oulong Real Estate Investment Group, Diretor de Manutenção da Jinshuitan Hydropower e Vice-Presidente Liandu Power supply. Também foi responsável pelo estudo da reforma do sistema hidroelétrico para o sistema de energia, bem como a alienação de ativos das Companhias Ouneng Electric Power Group e Oulong Real Estate Investment e projetos de manutenção e remontagem de unidades de hidroelétrica; possui três patentes registrados na China.

Francisco João Di Mase Galvão Junior - 219.993.118-84

Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Itajubá (2004) com mestrado em sistema elétrico de potência pela mesma instituição (2007) e pós-graduação em formação executiva pelo IESE Business School (University of Navarra). Atuando no setor de geração de energia desde 2004, com experiência em novos projetos de Hidrelétricas, desenvolvimento de novas tecnologias, modernização de plantas de geração existentes, operação e manutenção de grandes, pequenas centrais hidrelétricas e subestações de rede básica. Entre os anos de 2004 e 2012 atuou em duas multinacionais (ALSTOM e GE) tendo adquirido experiências internacionais em trabalhos realizados em países como Canadá, França, Suíça, Nicarágua, Peru e Venezuela. Desde 2012 trabalha no grupo CPFL Energia na área de Operação e Manutenção de Usinas hidrelétricas, tendo como focos principais eficiência operacional e melhoria contínua da gestão dos ativos. Atualmente, ocupa a posição de gerente de produção geração (desde 2016) sendo responsável pela operação de 7 Usinas Hidrelétricas, 8 Pequenas Centrais Hidrelétricas e 2 Subestações de alta tensão. Não é considerada pessoa politicamente exposta.

Bruno Monte - 315.170.868-41

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade de Campinas (UNICAMP), com ênfase em estudos na área de Otimização de Sistemas. Mestrado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade de Campinas (UNICAMP). MBA em Administração de Empresas com ênfase no setor elétrico pela FIA Business School.

Iniciou sua carreira na CPFL em 2007, tendo, de novembro de 2018 a abril de 2020, atuado como Gerente de Engenharia de Manutenção na CPFL Renováveis (Jundiaí, SP), trabalhando com uma equipe de 25 engenheiros de várias áreas, tais como Planejamento e Controle, Gestão de Ativos, Serviço de Engenharia e Segurança de Barragens e Engenharia Civil.

Desde abril de 2020 é Chefe de Gestão de Ativos de Operação e Manutenção - Centro de Operações e Gestão de Ativos da CPFL Renováveis (Jundiaí, SP), responsável pelos Departamentos de Operação, Gestão de Ativos e Biomassa.

De agosto de 2021 a julho de 2022, atuou como PMO do Projeto de Integração da CEEE Transmissão, Porto Alegre (RS). Líder do projeto de Integração, definindo a integração da CEEE Transmissão ao Grupo CPFL, com a reestruturação de pessoal, implementação de processos e captura de sinergias em linha com o Plano de Negócios de Ativos.

ZhangYan Fu - 239.866.048-63

Atuou na State Grid Yingda International Holdings Group Co., Ltd., uma subsidiária da State Grid no ano de 2011 até 2016. Pelo período de 2011 até 2014 trabalhou como Gerente em Gerenciamento de Risco; de 2014 até 2015 foi Gerente Sênior e então tornou-se Supervisor; entrou na State Grid International Development em 2017 como membro da Diretoria Executiva da CPFL Brasil.

Rodolfo Coli da Cunha - 962.391.316-87

Formado em Engenharia Elétrica pela Unifei, bacharel em direito, possui mestrado pela USP (Poli) além de especialização no setor elétrico pelas universidades Unifei, USP e Unicamp. Sua trajetória profissional está inserida no setor elétrico nacional, onde atuou na ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo, na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica desde 2002, participando da consolidação do mercado livre de energia no país. Em 2009 integrou-se ao Grupo CPFL, na CPFL Brasil e posteriormente, à frente da gestão da comercialização na ERSA, que com a associação de parte dos ativos da CPFL Geração, culminou na criação da CPFL Renováveis. Posteriormente assumiu a gerência de comercialização do segmento de distribuição de energia na CPFL. A partir de agosto de 2014 assumiu a Diretoria de Comercialização e Regulação da Geração e em recente reorganização assumiu a Diretoria de Regulação e Gestão de Energia da CPFL Renováveis. Possui atuação direta em Sociedades que CPFL é acionista, atuando na Presidência do Conselho de Foz do Chapecó, Enercan e Ceran, na vice-presidência da Investco e no conselho de BAESA. Não é considerado pessoa politicamente exposta.

Tiago da Costa Parreira - 013.245.736-94

– Formado em Economia pela Universidade Estadual de Campinas e com Mestrado em Administração de Empresas pela Fundação Dom Cabral. Iniciou sua carreira em 2005 na CPFL, atuando como analista de mercado de capitais e tesouraria. Atuou durante cinco anos como Gerente de Tesouraria. Em 2016 assumiu a Diretoria de Finanças Corporativas. Não é considerada pessoa politicamente exposta.

Futao Huang - 239.777.588-37

Formado em Engenharia de Comunicação de Sistemas de Energia no Instituto de Energia Elétrica de Pequim e Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Shandong. Começou sua carreira na State Grid Group e se tornou o gerente do Departamento de Marketing da Shandong Nuclear Power Engineering Co., Ltd em Shenzhen (2007-2008), Engenheiro Chefe da Renewable Energy Company of Shandong Luneng Group Co., Ltd. (2011-2014), Vice-Presidente da Shenzhen Energia International Trade Co., Ltd. e Diretor do escritório na Austrália da Shandong Luneng Group Co., Ltd. (2014-2015), desde 2016, é o Diretor do Escritório Australiano de Luneng (Shenzhen). Desde de 2017, o Sr. Futao Huang é o Vice-Diretor Presidente da Companhia. Não existem quaisquer processos disciplinares e judiciais, nos últimos cinco anos, em que tenha sido condenado por qualquer decisão, transitada em julgado ou não. Não é considerado uma pessoa politicamente exposta.

Luis Emerson Kamada - 163.927.248-85

Formado em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) em 1996, cursou MBA em Gerência de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em 2009. Com mais de 24 anos de experiência em coordenação técnica e gerenciamento de projetos do setor elétrico (Transmissão e Cogeração de Energia), possui sólidos conhecimentos e participações em leilões da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de Transmissão de Energia, com boa vivência na gestão dos riscos, fluxo de caixa, cumprimento dos marcos contratuais, qualidade, gestão das aquisições, desenvolvimento de oportunidades, performance econômica e segurança no trabalho, possui habilidades na gestão de equipes de projetos, definindo papéis e responsabilidades de acordo com as expertises de cada profissional, prospectando novos empreendimentos de transmissão, implantando novos projetos de transmissão, elaborando contratos de compartilhamento de instalações (CCI) e conexões às instalações de transmissão (CCT). Atuando como Engenheiro Especialista no grupo CPFL Energia desde 2018, tem como principais realizações a Prospecção de novos empreendimentos de transmissão de energia, com participação nos Leilões ANEEL de Transmissão: Lote 9 (Leilão ANEEL 02/2018); Lote 5 (Leilão ANEEL 04/2018); e Lote 11 (Leilão ANEEL 04/2018). 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.

Karin Regina Luchesi - 219.880.918-45

Formada em Engenharia de Produção de Materiais pela Universidade Federal de São Carlos e com MBA Executivo em Finanças pelo Insper. Possui, ainda, MBA em Inovação Estratégica pela HSM, Especialização em Direito da Energia pela Universidade Candido Mendes e Leading Change and Organizational Renewal em Stanford e é Conselheira certificada pelo IBGC. Iniciou sua carreira em 2000 já atuando no Setor Elétrico, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Está na CPFL desde setembro de 2001, tendo atuado durante sete anos como Gerente do Departamento de Gestão de Contratos de Compra e Venda de Energia. Em junho de 2011 assumiu a Diretoria de Comercialização de Energia da Distribuição, tendo de janeiro a maio de 2014 respondido pela Diretoria de Planejamento Energético e Gestão de Energia. Em 05 de maio de 2014 assumiu o cargo de Presidente da CPFL Geração, ocupando também cargo de Diretora Estatutária da CPFL Transmissão. Ocupou, ainda, durante maio de 2014 e maio de 2015 o cargo de Presidente do Conselho de Administração das empresas CERAN, FOZ DO CHAPECÓ e ENERCAN. Desde maio de 2014 é Presidente do Conselho de Administração da EPASA. Em maio de 2015, foi eleita a Vice Presidente de Operações de Mercado da CPFL Energia. Ainda, ocupa a Presidência do Conselho de Administração da CPFL Geração, o cargo de membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e também o cargo de membro do Conselho de Administração da CPFL Transmissão.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Yuehui Pan - 061.539.517-16	
N/A	
Flavio Henrique Ribeiro - 276.489.428-79	
N/A	
XinJian Chen - 239.885.728-02	
N/A	N/A

Francisco João Di Mase Galvão Junior - 219.993.118-84

N/A

XinJian Chen - 239.885.728-02

N/A

Bruno Monte - 315.170.868-41

N/A

N/A

ZhangYan Fu - 239.866.048-63

N/A

Rodolfo Coli da Cunha - 962.391.316-87

N/A

Tiago da Costa Parreira - 013.245.736-94

N/A

Futao Huang - 239.777.588-37

N/A

Luis Emerson Kamada - 163.927.248-85

N/A

N/A

Karin Regina Luchesi - 219.880.918-45

N/A

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há Comitês de Assessoramento específicos da Companhia. As informações solicitadas neste item sobre os membros dos comitês de Processo de Gestão e Riscos, Gestão de Pessoas e de Parte Relacionadas constam do Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia, que também assessoram a Companhia.

12. Assembléia e administração / 12.9 - Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12. Assembléia e administração / 12.11 - Acordos /Seguros de administradores

12.11 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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

12.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes
--

Todas as informações relevantes sobre assembleia geral e administração foram informadas nos itens 12.1 a 12.11.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

13. REMUNERAÇÃO DE ADMINISTRADORES'
13.1 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
- b. composição da remuneração
 - i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles
 - ii. em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento da remuneração
 - iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração
 - iv. razões que justificam a composição da remuneração
 - v. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato
- c. principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração
- d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho
- e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;
- f. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos
- g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor
- h. Práticas e procedimento 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
 - 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;
 - iii. Com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração de emissor;

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2022 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	8,00		12,00
Nº de membros remunerados	1,00	3,00		4,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	45.000,00	1.420.000,00		1.465.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	556.000,00		556.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	9.000,00	398.000,00		407.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	938.000,00		938.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	417.000,00		417.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	108.000,00		108.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.		
Total da remuneração	54.000,00	3.837.000,00		3.891.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,00	8,00		12,00
Nº de membros remunerados	1,00	3,75		4,75
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	40.000,00	1.055.000,00		1.095.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	385.000,00		385.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	-1.000,00	221.000,00		220.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	-322.000,00		-322.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	-164.000,00		-164.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	58.000,00		58.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.		
Total da remuneração	39.000,00	1.233.000,00		1.272.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2020 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	8,00		11,00
Nº de membros remunerados	1,00	5,80		6,80
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	38.000,00	2.546.000,00		2.584.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	657.000,00		657.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	8.000,00	599.000,00		607.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	849.000,00		849.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	-577.000,00		-577.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	197.000,00		197.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.		
Total da remuneração	46.000,00	4.271.000,00		4.317.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2019 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	5,83		8,83
Nº de membros remunerados	1,00	3,58		4,58
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	37.000,00	1.855.000,00		1.892.000,00
Benefícios direto e indireto	7.000,00	514.000,00		521.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	723.000,00		723.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	746.000,00		746.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	553.000,00		553.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	157.000,00		157.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP anual 2022.		
Total da remuneração	44.000,00	4.548.000,00		4.592.000,00

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

13.3 Remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e a prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

13.4 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
--

- a) termos e condições gerais;
- b) principais objetivos do plano;
- c) forma como o plano contribui para esses objetivos;
- d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor;
- e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;
- f) número máximo de ações abrangidas;
- g) número máximo de opções a serem outorgadas;
- h) condições de aquisição de ações;
- i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;
- j) critérios para fixação do prazo de exercício;
- k) forma de liquidação;
- l) restrições à transferência das ações;
- m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;
- n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.5 - Remuneração baseada em ações

13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária

- a) órgão
- b) número total de membros
- c) número de membros remunerados
- d) em relação a cada outorga de opções de compra de ações:
 - i. data de outorga;
 - ii. quantidade de opções outorgadas;
 - iii. prazo para que as opções se tornem exercíveis;
 - iv. prazo máximo para exercício das opções;
 - v. prazo de restrição à transferência das ações;
 - vi. preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:
 - em aberto no início do exercício social;
 - perdidas durante o exercício social;
 - exercidas durante o exercício social;
 - expiradas durante o exercício social;
- e) valor justo das opções na data de outorga;
- f) diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.6 - Opções em aberto

13.6 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social
--

- a) órgão
- b) número 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 de 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 de exercício
 - v. valor justo das opções no último dia do exercício social
 - vi. valor justo do total das opções no último dia do exercício social

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.7 - Opções exercidas e ações entregues

13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais

- a) órgão;
- b) número de membros;
- c) números de membros remunerados;
- d) em relação às opções exercidas informar:
 - i. número de ações;
 - ii. preço médio ponderado de exercício;
 - iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas;
- e) em relação às ações entregues informar:
 - i. número de ações;
 - ii. preço médio ponderado de aquisição;
 - iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas.

Não há plano de remuneração baseado em ações para os administradores da Companhia nos últimos três exercícios sociais.

13. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/opções

13.8 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7, 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**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.9 - Participações detidas por órgão

13.9 Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários
--

- a) órgão
- b) número de membros
- c) números de membros remunerados
- d) nome do plano
- e) quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar
- f) condições para se aposentar antecipadamente
- 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
- h) valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores
- i) se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.11 - Remuneração máx, mín e média

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.12 - Mecanismos remuneração/indenização

13.12 Descrição dos 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, bem como as consequências financeiras para o emissor

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.

13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, 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 2019			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	5%

EXERCÍCIO DE 2020			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	21%

EXERCÍCIO DE 2021			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	5%

13. Remuneração dos administradores / 13.14 - Remuneração - outras funções

13.14 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

13.15 Em relação aos 3 últimos exercícios, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

EXERCÍCIO DE 2019 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS

Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
<i>(Em R\$ mil)</i>				
Controladores diretos e indiretos	-	-	4.648	4.648
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	2.482	2.482

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2019 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR

Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
<i>(Em R\$ mil)</i>				
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2020 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS

Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
<i>(Em R\$ mil)</i>				
Controladores diretos e indiretos	-	-	4.705	4.705
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	3.583	3.583

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2020 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR

Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
<i>(Em R\$ mil)</i>				
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2021 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS

Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
<i>(Em R\$ mil)</i>				
Controladores diretos e indiretos	-	-	5.336	5.336
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-2.875	-2.875

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

(1) Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2021 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

13. Remuneração dos administradores / 13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração

13.16 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O número de membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do item 10.2.13.b do Ofício-Circular/CVM/SEP anual 2022, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	4	0	8
Fevereiro	4	0	8
Março	4	0	8
Abril	4	0	8
Maio	4	0	8
Junho	4	0	8
Julho	4	0	8
Agosto	4	0	8
Setembro	4	0	8
Outubro	4	0	8
Novembro	4	0	8
Dezembro	4	0	8

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	8
Fevereiro	3	0	8
Março	3	0	8
Abril	3	0	8
Maio	3	0	8
Junho	3	0	8
Julho	3	0	8
Agosto	3	0	8
Setembro	3	0	8
Outubro	3	0	8
Novembro	3	0	8
Dezembro	3	0	8

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019		
Mês	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	5

13. Remuneração dos administradores / 13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração

Fevereiro	3	5
Março	3	5
Abril	3	5
Maio	3	5
Junho	3	5
Julho	3	5
Agosto	3	7
Setembro	3	7
Outubro	3	7
Novembro	3	7
Dezembro	3	7

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos**14. RECURSOS HUMANOS****14.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:****a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)**

O número de colaboradores divulgado abaixo compreende todas as controladas da CPFL Geração, que são consolidadas para fins de apresentação de Demonstrações Financeiras Consolidadas da companhia:

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Número de Colaboradores 2021	Número de Colaboradores 2020	Número de Colaboradores 2019
Bahia	Geração Renováveis	4	6	6
	Total Bahia	4	6	6
Ceará	Geração Renováveis	125	106	5
	Total Ceará	125	106	5
Minas Gerais	Geração Renováveis	27	26	12
	Total Minas Gerais	27	26	12
Mato Grosso	Geração Renováveis	10	9	9
	Total Mato Grosso	10	9	9
Paraná	Geração Renováveis	6	5	1
	Total Paraná	6	5	1
Rio Grande do Norte	Geração Renováveis	46	41	29
	Total Rio Grande do Norte	46	41	29
Rio Grande do Sul	Geração	44	46	46
	Geração Renováveis	14	11	9
	Total Rio Grande do Sul	58	57	55
Santa Catarina	Geração	2	2	0
	Geração Renováveis	16	17	10
	Total Santa Catarina	18	19	10
São Paulo	Geração	11	19	45
	Geração Renováveis	338	310	233
	Corporativo	0	0	184
	Comercialização	0	0	7
	Total São Paulo	349	329	469
Total Geral		643	598	596

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

A Companhia e suas controladas terceirizam algumas atividades inerentes a concessão do serviço público de energia elétrica 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

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

14. Recursos humanos / 14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos

14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

14. Recursos humanos / 14.3 - Política remuneração dos empregados

14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:
--

- a) política de salários e remuneração variável
- b) política de benefícios
- 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;
 - v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / sindicatos

14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos 3 últimos exercícios sociais

A Companhia mantém relacionamento com 3 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 Companhia o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

A Companhia 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. A empresa 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 da empresa nos últimos 30 anos. Nos últimos 05 exercícios sociais tivemos na CPFL Geração, com o Sindicato dos Eletricitários de Campinas, 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.

A Companhia garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente a Companhia possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

- SINTEC - Sindicato dos Técnicos Industriais de Nível Médio do Estado de São Paulo;
- STIEEC - Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Campinas; e
- SEESP - Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo.

14. Recursos humanos / 14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos

14.5 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 divulgados nos itens 14.1 e 14.4.

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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	
ÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")						
02.429.144/0001-93	BRASILEIRA	Não	Sim	26/04/2021		
225.137.769.366	100,000	0	0,000	225.137.769.366	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
225.137.769.366	100,000	0	0,000	225.137.769.366	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")				02.429.144/0001-93	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
ESC Energia S.A.					
15.146.011/0001-51	BRASILEIRA	Não	Não	28/06/2019	
234.086.204	20,315	0	0,000	234.086.204	20,315
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
187.732.538	16,293	0	0,000	187.732.538	16,293
State Grid Brazil Power Participacoes S.A.					
26.002.119/0001-97	BRASILEIRA	Não	Sim	30/11/2017	
730.435.698	63,392	0	0,000	730.435.698	63,392
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
TOTAL					

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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
CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia")				02.429.144/0001-93	
1.152.254.440	100,000	0	0,000	1.152.254.440	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid Brazil Power Participacoes S.A.						
26.002.119/0001-97	BRASILEIRA	Não	Sim	23/01/2017		
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
1.042.392.615	100,000	0	0,000	1.042.392.615	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 Participacoes S.A.				26.002.119/0001-97	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
International Grid Holdings Limited					
11.823.391/0001-60	Ilhas Virgens	Não	Sim	14/08/2018	
29.165.194.229	99,999	0	0,000	29.165.194.229	99,999
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
Top View Grid Investment Limited					
11.823.389/0001-91	Ilhas Virgens	Não	Não	28/03/2017	
1	0,001	0	0,000	1	0,001
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
TOTAL					

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 Participacoes S.A.				26.002.119/0001-97	
29.165.194.230	100,000	0	0,000	29.165.194.230	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50	Hong Kong	Não	Sim	31/07/2017		
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Top View Grid Investment Limited				11.823.389/0001-91		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Limited						
12.906.328/0001-50	Hong Kong	Não	Sim	31/07/2017		
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid International Development Co.. Ltd						
18.022.960/0001-18	China	Não	Sim	31/07/2017		
21.429.327.845	100,000	0	0,000	21.429.327.845	21,318	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
State Grid Overseas Investment Ltd						
	Hong Kong	Não	Não	31/07/2017		
0	0,000	79.091.019.116	100,000	79.091.019.116	78,682	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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	
21.429.327.845	100,000	79.091.019.116	100,000	100.520.346.961	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 Co.. Ltd				18.022.960/0001-18		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid Corporation of China						
	China	Não	Sim	31/07/2017		
7.131.288.000	100,000	0	0,000	7.131.288.000	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
7.131.288.000	100,000	0	0,000	7.131.288.000	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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						
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
State Grid Corporation of China						
	China	Não	Sim	31/07/2017		
100	100,000	0	0,000	100	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
100	100,000	0	0,000	100	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	28/04/2022
Quantidade acionistas pessoa física	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica	1
Quantidade investidores institucionais	0

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 mantdas em tesouraria

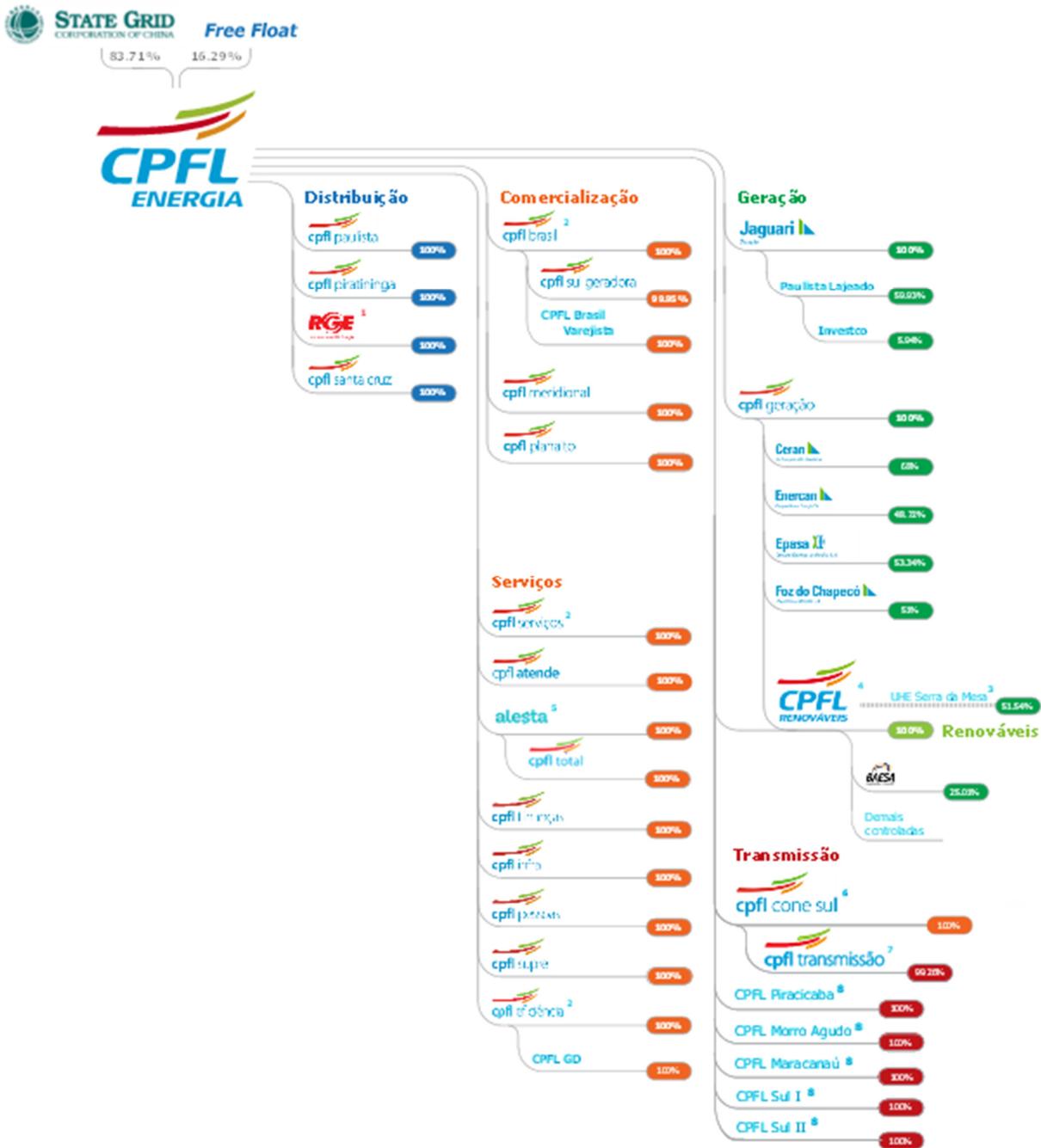
Quantidade ordinárias	0	0,000%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	0	0,000%

Classe de Ação

Preferencial Classe A	0	0,000000%
------------------------------	---	-----------

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

15.4 Inserir organograma dos acionistas do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando:



Base: 31/03/2022

Notas:

(1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);

(2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;

(3) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Renováveis e Furnas;

(4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);

(5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%) e pela CPFL Brasil (0,01%). Está enquadrada no segmento "Outros". Para facilitar a visualização e por ter incorporado as ações da CPFL Total, está apresentada no segmento "Serviços";

(6) A CPFL Transmissão (CEEE-T) é controlada pela CPFL Cone Sul (99,26% do total das ações);

(7) A CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são subsidiárias da CPFL Geração.

A Companhia esclarece que o organograma ora apresentado possui um rol simplificado das empresas do Grupo CPFL. As empresas do Grupo CPFL descritas na íntegra encontram-se no item 15.4.(e) abaixo.

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

a. todos os controladores diretos e indiretos

A Companhia tem como acionista controlador a CPFL Energia, que tem como acionista controlador direto a empresa State Grid Brazil Power Participações S.A. ("SGBP"), companhia controlada pela State Grid Corporate of China ("SGCC"). A SGCC é uma companhia de propriedade estatal do governo da República Popular da China, fundada em 2002.

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os nossos controladores diretos e indiretos, estão informados nos itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

b. principais controladas e coligadas do emissor

Apresentamos abaixo as controladas da CPFL Geração:

- ✓ Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- ✓ Chapecoense Geração S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Energias Renováveis S.A. – CPFL Renováveis (subsidiárias da CPFL Renováveis podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)
- ✓ CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda. – CPFL Transmissão
- ✓ 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

c. participações do emissor em sociedades do grupo

CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")

A Companhia detém e controla com participação de 65%, a CERAN que é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objetivo a implantação e exploração dos aproveitamentos hidrelétricos de Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho, localizadas no Estado do Rio Grande do Sul, cuja potência instalada prevista, conforme contrato de concessão é de 360 MW. O início da operação da Usina Hidrelétrica ("UHE") Monte Claro foi em dezembro de 2004, da UHE Castro Alves em março de 2008 e da UHE 14 de Julho em dezembro de 2008. A concessão se encerra em 2036, podendo ser prorrogada de acordo com as condições que o Poder Concedente estabelecer.

CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")

A Companhia detém e controla com participação de 50,85%, a CPFL Renováveis que é uma sociedade por ações de capital aberto, que possui operação nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul e Goiás, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2021, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 108 empreendimentos com 3,1 GW de capacidade instalada (3.090,4 MW em operação), sendo:

- Geração de energia hidrelétrica: 47 pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas – PCHs/CGHs (485 MW) com 46 PCHs/CGHs em operação (457,1 MW) e 1 PCH em construção (28 MW), 3 usinas hidroelétricas – UHEs em operação (848 MW - 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas, 25,01% da BAESA - Energética Barra Grande S.A. "BAESA" e 100% de Rio do Peixe);
- Geração de energia eólica: 49 empreendimentos em operação (1.390,2 MW)
- Geração de energia a partir de biomassa: 8 usinas em operação (394 MW);
- Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW).

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

No dia 29 de setembro de 2021, foi publicado o despacho nº 3032, que considera o Parque Eólico Farol de Touros (integrante do Complexo Eólico Gameleira), com 24,9 MW de capacidade instalada, localizado no município de Touros no Rio Grande do Norte, apto para entrada em operação na sua completude a partir do dia 30 de setembro de 2021.

Com isso, o Complexo Eólico Gameleira, que conta ainda com os parques Costa das Dunas, Figueira Branca e Gameleira, está 100% em operação, com capacidade instalada total de 81,7 MW. O complexo conta com Garantia Física de 41,0 MW médios, com 12,0 MW médios contratado no Leilão A-6 de 2018 e 29,0 MW médios vendidos no Mercado Livre (ACL).

Conforme Fato Relevante publicado em 30 de setembro de 2020, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a segunda etapa do plano de reestruturação societária com objetivo de integração da CPFL Renováveis, em continuidade à comunicação realizada por meio do fato relevante datado de 21 de maio de 2019.

A Reestruturação Societária foi anuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") em 22 de setembro de 2020. Com a reestruturação, a CPFL Renováveis passa a deter as concessões das Usinas Hidrelétricas ("UHEs") Macaco Branco e Rio do Peixe, com potência total instalada de 2,4 MW e 18,1 MW, respectivamente, todas localizadas no Estado de São Paulo. Essas usinas operam em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com receitas anuais de geração definidas por Resolução Homologatória da ANEEL.

As concessões da CPFL Renováveis se encerrarão em 2042, prazo final das outorgas de Macaco Branco e Rio do Peixe, não podendo ser prorrogadas. Possui ainda parte dos ativos do aproveitamento Hidrelétrico de Serra da Mesa, localizado no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A concessão e a operação do aproveitamento hidrelétrico pertencem à Furnas Centrais Elétricas S.A. ("FURNAS") e o prazo de concessão se encerrará em 2040. Por manter estes ativos em operação de forma compartilhada com Furnas, ficou assegurada à CPFL Renováveis a participação de 51,54% da potência instalada de 1.275 MW (657 MW) e da energia assegurada de 637,5 MW médios (328,6 MW médios).

CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda. ("CPFL Piracicaba")

Controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Piracicaba é uma sociedade por ações de capital fechado, que foi constituída em 2012, pela CPFL Geração, para operar na concessão vencida no Leilão de Transmissão ANEEL 007/2012, para a construção e operação 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. O serviço de transmissão da rede básica, iniciou suas operações em 02 de julho de 2015.

CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda. ("CPFL Morro Agudo")

Controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Morro Agudo é uma sociedade por ações de capital fechado, que foi constituída em janeiro de 2015 pela CPFL Geração, para implantar e operar as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2014, estando em construção 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. O serviço de transmissão da rede básica, iniciou suas operações em 02 de julho de 2017.

CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda. ("CPFL Maracanaú")

Controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Maracanaú é uma sociedade por ações de capital fechado, que foi constituída em julho de 2018 pela CPFL Geração, para implantar e operar as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 002/2018, uma subestação de 230/69 kV – 3X150MVA, localizada no município de Maracanaú, no Estado do Ceará, além de um trecho de linha de transmissão de aproximadamente 2km de extensão. A operação comercial iniciou-se em 23 de maio de 2022.

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. ("CPFL Sul I")

Controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Sul I é uma sociedade por ações de capital fechado, que foi constituída em março de 2019 pela CPFL Geração, para implantar e operar as instalações de transmissão relacionadas ao 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. O início das obras ocorreu em abril de 2020 e início das operações está previsto para setembro de 2022.

CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda. ("CPFL Sul II")

Controlada integral com participação de 100%, a CPFL Transmissão Sul II é uma sociedade por ações de capital fechado, que foi constituída em março de 2019 pela CPFL Geração, para implantar e operar as instalações de transmissão relacionadas ao 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 Alegre 1- SE Jardim Botânico e o terceiro (subterrâneo) com aproximadamente 4 km ligando a SE Porto Alegre 1 – SE Porto Alegre 8. O início das obras ocorreu em novembro de 2019 e o início das operações parcialmente está previsto para agosto de 2022.

Empreendimentos controlados em conjunto

Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")

Controlado em conjunto com participação de 48,72%, a ENERCAN é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objetivo a implantação e exploração do aproveitamento Hidrelétrico de Campos Novos, localizado no Rio Canoas, no Estado de Santa Catarina, cuja potência instalada, conforme contrato de concessão, é de 880 MW. O início da operação comercial ocorreu em 2007, sendo que 2 turbinas entraram em operação em fevereiro e a terceira e última turbina em maio do mesmo ano. A concessão se encerra em 2035, podendo ser prorrogada de acordo com as condições que o Poder Concedente estabelecer.

Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")

Controlado em conjunto com participação de 53,34% a partir de 01 de fevereiro de 2015, a EPASA é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem como objetivo desenvolver, implementar, operar e explorar 2 (duas) Usinas Termoelétricas ("UTE"), denominadas "UTE Termoparaíba" e "UTE Termonordeste", ambas movidas a óleo combustível, cuja potência instalada é de 170,8 MW cada, que entraram em operação respectivamente em 24 de dezembro de 2010 e 13 de janeiro de 2011. As referidas usinas receberam autorização por 35 anos para serem exploradas por meio de regime de produção independente de energia elétrica.

As UTEs Termonordeste e Termoparaíba tiveram 100% de sua energia vendida no Leilão 002/2007-ANEEL, por um período de 15 anos a partir de janeiro de 2010, por meio de contratos por Disponibilidade de Energia Elétrica. Assim, quando o Operador Nacional do Sistema (ONS) emite um comando de despacho, este custo da energia gerada é pago pelas Distribuidoras compradoras no leilão, pagando-se pelo preço do Custo Variável Unitário ("CVU") declarado pela energia gerada. Assim, há 2 tipos de Receita nas UTEs:

- Receita fixa: que é representada pela remuneração anual de cada UTE, conforme negociado no leilão, que reflete a receita de disponibilidade da UTE.
- Receita variável: refere-se à receita da energia gerada pelas UTEs e valorada ao CVU, que é o valor do custo variável para cada MW/h gerado pelas UTEs, expresso em R\$/MWh. O CVU compõe-se de duas parcelas: a primeira vinculada ao custo do combustível, e a segunda vinculada aos demais custos variáveis.

Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Controlado em conjunto com participação de 51%, a Chapecoense é uma sociedade por ações de capital fechado que detém a participação integral na Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó"), sendo também uma sociedade por ações de capital fechado, que tem como objetivo construir, operar e explorar o aproveitamento Hidrelétrico Foz do Chapecó, localizado no Rio Uruguai na divisa dos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, cuja potência instalada é de 855 MW. Em 2010, entraram em operação 3 (três) unidades geradoras com potência instalada de 213,75 MW cada, cujas datas foram 14 de outubro, 23 de novembro, 30 de dezembro, sendo que a quarta e última unidade entrou em operação em 12 de março de 2011. A concessão se encerra em 2036, podendo ser prorrogada de acordo com as condições que o Poder Concedente estabelecer.

d. participações de sociedades do grupo no emissor;

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2021, 31 de dezembro de 2020 e 2019 está assim distribuída:

	Quantidade de ações		
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Acionistas	Ordinárias	Ordinárias	Ordinárias
CPFL Energia S.A.	225.137.769.366	181.789.018.844	205.492.019.285
Total	225.137.769.366	181.789.018.844	205.492.019.285

e. principais sociedades sob controle comum.

Apresentamos abaixo sociedades sob controle comum, controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de dezembro de 2021:

Distribuidoras

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- ✓ Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga
- ✓ Companhia Jaguari de Energia – CPFL Santa Cruz
- ✓ RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. – RGE

Geradoras

- ✓ CPFL Geração de Energia S.A. – CPFL Geração
- ✓ Paulista Lajeado Energia S.A. – Paulista Lajeado
- ✓ Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- ✓ Energética Barra Grande S.A. – BAESA (controlada em conjunto)
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- ✓ Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Energias Renováveis S.A. – CPFL Renováveis (subsidiárias da CPFL Renováveis podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)

Transmissoras

- ✓ Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-T – CPFL Transmissão (subsidiárias da CPFL Transmissão podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)
- ✓ 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 I¹
- ✓ CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda. – CPFL Sul II¹
- ✓ CPFL Comercialização Cone Sul Ltda. – CPFL Cone Sul

¹ Empresas constituídas em março de 2019.

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Comercializadoras

- ✓ CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- ✓ Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- ✓ CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- ✓ CPFL Brasil Varejista Ltda. – CPFL Brasil Varejista

Serviços

- ✓ CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. – CPFL Serviços
- ✓ CPFL Atende Centro de Contratos e Atendimento Ltda. – CPFL Atende
- ✓ NECT Serviços Administrativos de Suprimentos e Logística Ltda. – CPFL Supre
- ✓ NECT Serviços Administrativos Financeiros Ltda. – CPFL Finanças
- ✓ NECT Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda. – CPFL Pessoas
- ✓ NECT Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda. – CPFL Infra
- ✓ CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total
- ✓ CPFL Eficiência Energética Ltda. – CPFL Eficiência
- ✓ TI Nect Serviços de Informática Ltda. – Authi
- ✓ CPFL Geração Distribuída de Energia Ltda. – CPFL GD

Outras

- ✓ CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. – CPFL Jaguari Geração
- ✓ Chapecoense Geração S.A – Chapecoense (controlada em conjunto)
- ✓ Sul Geradora Participações S.A. – Sul Geradora
- ✓ CPFL Telecomunicações Ltda. – CPFL Telecom
- ✓ Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A - Alesta

15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

15.5 Com relação a qualquer acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte, regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão do emissor, indicar:

- a) partes;**
- b) data de celebração;**
- c) prazo de vigência;**
- d) descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle;**
- e) descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores;**
- f) descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las;**
- g) descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração.**

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

15. Controle e grupo econômico / 15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm

15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.
--

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

15.7 Descrever as principais operações societárias ocorridas no grupo que tenham tido efeito relevante para o emissor, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, indicando, quando envolver o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas:

• **2019**

Evento	Aquisição de Controle Acionário das Transmissoras
Principais Condições do Negócio	<p><u>CPFL Sul I</u> Em 18 de março de 2019 foi constituída a CPFL Transmissão Sul I S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda., exclusivamente para implantar e operar as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 004/2018 Lote 5, uma Subestação de 525/230kV, localizada no município de Itá, no Estado de Santa Catarina e duas linhas de transmissão em 230kV em circuito duplo, com extensão aproximada de 55km interligando SE Ita a SE Xanxerê e outra com extensão aproximada de 104km interligando a SE Ita a SE Pinhalzinho. As linhas e as aquisições dos equipamentos necessários para modificações, substituições e adequações nas entradas de linhas das SE Xanxerê e SE Pinhalzinho farão parte do ativo da CPFL Transmissão Sul I e não serão transferidos para outra concessionária.</p> <p><u>CPFL Sul II</u> Em 18 de março de 2019 foi constituída a CPFL Transmissão Sul II S.A., atualmente denominada CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda., exclusivamente para implantar e operar as instalações de transmissão, objeto do Leilão de Transmissão ANEEL 004/2018 Lote 11, composta por três subestações. Conforme contrato com o poder concedente, a operação comercial deve iniciar em março de 2023.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Geração S.A. (ii) CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda. (iii) CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda.</p>
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
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.

Evento	Transferência de ações da CPFL Renováveis
Principais Condições do Negócio	Em 29 de agosto de 2019, a CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") celebrou com sua controladora, a State Grid Brazil Power Participações S.A. ("SGBP"), um contrato de compra e

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	<p>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"). O fechamento da transação ocorreu em 30 de setembro de 2019.</p> <p>O Contrato de Compra e Venda foi negociado de forma independente pelos representantes da CPFL Energia e da SGBP, e prevê que as ações de emissão da CPFL Renováveis detidas pela SGBP fossem adquiridas pela CPFL Energia pelo valor de R\$ 16,85 por ação ("Preço de Aquisição").</p> <p>A CPFL Energia utilizou a totalidade dos recursos líquidos obtidos com a Oferta Pública de distribuição de ações da CPFL Energia concluída em junho de 2019 para financiar a aquisição das ações de emissão da CPFL Renováveis.</p> <p>Conforme Fato Relevante divulgado pela CPFL Energia na data da transação, a operação permitirá a criação de potenciais sinergias entre a CPFL Energia e suas controladas, correspondendo a um primeiro passo de uma possível reestruturação mais ampla ainda a ser avaliada envolvendo a CPFL Energia, a CPFL Renováveis e outras controladas.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) State Grid Brazil Power Participações S.A. (ii) CPFL Energia S.A. (iii) CPFL Energias Renováveis S.A.</p>
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 no quadro societário da CPFL Geração.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração no quadro societário da CPFL Geração.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	O Preço de Aquisição foi aprovado pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, tendo em vista a recomendação favorável dos membros independentes do Comitê de Transações com Partes Relacionadas da CPFL Energia, tendo como base a faixa indicativa de preço constante do laudo de avaliação das ações da CPFL Renováveis, preparado de forma independente, conforme descrito no Fato Relevante divulgado pela CPFL Energia em 21 de maio de 2019.

- **2020**

Evento	Cisão CPFL Geração e Centrais Geradoras
Principais Condições do Negócio	A CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") e suas subsidiárias CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração") e CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis") comunicam, em continuidade à comunicação realizada por meio do fato relevante datado de 21 de maio de 2019 que concluíram, nesta data, a segunda etapa do plano de integração da CPFL Renováveis mediante a Reestruturação Societária das empresas do Grupo CPFL ("Reestruturação Societária") (i) a

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	<p>ção parcial da CPFL Geração com a versão de seu acervo líquido cindido para a CPFL Renováveis; (ii) a incorporação total, pela CPFL Renováveis, da CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras") e (iii) o aumento de capital da CPFL Renováveis mediante a integralização de créditos pela CPFL Geração.</p> <p>A Reestruturação Societária foi anuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") em 22 de setembro de 2020, por meio da Resoluções Autorizativas nº 9.229/2020 e nº 9.230/2020, bem como a proposta foi avaliada e aprovada internamente pelas Diretorias Executivas e Conselhos de Administração das empresas envolvidas. A nova estrutura gera fortalecimento das estruturas administrativas e traz sinergias para o grupo.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Geração de Energia S.A. (ii) CPFL Energias Renováveis S.A.</p>
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 no quadro societário da CPFL Geração.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração no quadro societário da CPFL Geração.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	As ações em questão foram emitidas sem valores nominais.

Evento	Resgate de ações
Principais Condições do Negócio	<p>A Companhia, em continuidade aos Fatos Relevantes divulgados em 19 de dezembro de 2019, 28 de abril de 2020, 6 de maio de 2020, 21 de maio de 2020, 05 de junho de 2020, 10 de junho de 2020 e 19 de junho de 2020 vem comunicar aos seus acionistas e ao mercado em geral que a Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") de acionistas da Companhia aprovou, em 07 de julho de 2020, o resgate da totalidade das 108.011 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 0,021% do capital social da Companhia, que remaneceram em circulação após o leilão da oferta pública de aquisição das ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação no mercado, unificando as modalidades para fins de conversão de seu registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B" ("OPA Conversão de Registro") e saída do Novo Mercado ("OPA Saída do Novo Mercado", e, em conjunto com a OPA Conversão de Registro, "OPA"). O preço do resgate será de R\$ 18,28 por ação, equivalente ao Preço da OPA (R\$ 18,24), em moeda corrente nacional, ajustado pela variação da Taxa</p>

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	<p>SELIC desde 15 de junho de 2020, data de liquidação da OPA, até 22 de julho de 2020 (data de depósito do valor do resgate). Conforme aprovado na AGE, o pagamento do valor do resgate será efetuado mediante transferência bancária para a conta de titularidade do acionista, conforme dados constantes de seus respectivos cadastros no sistema do escriturador das ações da Companhia, Itaú Corretora de Valores S.A. Os recursos relativos ao resgate das ações cujos titulares não tenham seu cadastro atualizado junto à Companhia ou à Itaú Corretora de Valores S.A. serão depositados e ficarão à disposição de tais acionistas junto ao Banco Itaú-Unibanco S.A. ("Banco"), pelo prazo de 10 anos.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(iii) CPFL Geração de Energia S.A. (iv) CPFL Energias Renováveis S.A.</p>
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	<p>Não houve alteração no quadro societário da CPFL Geração.</p>
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Não houve alteração no quadro societário da CPFL Geração.</p>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	<p>O preço do resgate será de R\$ 18,28 por ação, equivalente ao Preço da OPA (R\$ 18,24), em moeda corrente nacional, ajustado pela variação da Taxa SELIC desde 15 de junho de 2020, data de liquidação da OPA, até 22 de julho de 2020 (data de depósito do valor do resgate).</p>

Evento	Oferta pública de aquisição de ações
Principais Condições do Negócio	<p>A Companhia, em continuidade aos Fatos Relevantes divulgados em 19 de dezembro de 2019, 28 de abril de 2020, 6 de maio de 2020, 21 de maio de 2020 e 05 de junho de 2020, vem comunicar aos seus acionistas e ao mercado em geral o resultado do leilão da oferta pública de aquisição das ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação no mercado, unificando as modalidades para fins de conversão de seu registro de companhia aberta categoria "A" para categoria "B" ("OPA Conversão de Registro") e saída do Novo Mercado ("OPA Saída do Novo Mercado", e, em conjunto com a OPA Conversão de Registro, "OPA" e "Leilão", respectivamente) realizado nesta data na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3").</p> <p>As ações foram adquiridas pelo preço unitário de R\$ 18,24, totalizando o valor de R\$ 3.347.751,36 (três milhões, trezentos e quarenta e sete mil, setecentos e cinquenta e um reais e trinta e seis centavos).</p>

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	Os acionistas que não alienaram suas ações durante o Leilão e desejem vender suas ações em circulação ao Ofertante poderão fazê-lo durante o período de até 3 (três) meses seguintes ao Leilão, ou seja, de 10 de junho de 2020 a 10 de setembro de 2020, pelo mesmo preço pago no Leilão, ajustado pela variação da Taxa SELIC desde a data de liquidação da OPA até a data do efetivo pagamento, nos termos do item 6.11 do Edital de OPA.
Sociedades Envolvidas	(v) CPFL Geração de Energia S.A. (vi) CPFL Energias Renováveis S.A.
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 no quadro societário da CPFL Geração.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração no quadro societário da CPFL Geração.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	O preço unitário por ação de R\$ 16,85 é o preço da OPA Mandatória da CPFL-R que ocorreu em novembro de 2018.

- **2021**

As operações estão apresentadas no Formulário de Referência da controladora CPFL Energia.

15. Controle e grupo econômico / 15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico

15.8 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Conforme ordenamento jurídico chinês, a população da República Democrática da China é a proprietária da State Grid Corporation of China, de forma que a entidade não possui acionistas.

Todas as informações sobre controle e grupo econômico foram divulgadas nos itens 15.1 a 15.7.

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

16. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

16.1 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.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	30/05/2017	23.511.537,80	73.005.829,89	23.511.537,80	31/10/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	MANUTENÇÃO DE SUBESTAÇÃO; SERV MANUTENCAO LINHAS TRANSMISSAO; OBRAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO (LT); OBRAS EM SUBESTAÇÕES (SE)						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda.	01/03/2019	666.894,20	2.687.281,26	666.894,20	28/02/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	01/03/2019	1.448.339,88	9.680.955,20	1.448.339,88	28/02/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	01/03/2019	10.819.930,49	16.758.682,91	10.819.930,49	28/02/2024	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logística Ltda.	01/03/2019	231.692,23	2.114.825,72	1.307.874,10	28/02/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	01/01/2021	2.949,40	40.749.435,72	2.949,40	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Serviços prestados de assessoria e gestão de usinas, consultoria e engenharia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari")	01/01/2021	0,00	7.461.088,13	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Serviços prestados de assessoria e gestão de usinas, consultoria e engenharia						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	01/01/2021	0,00	10.759.351,90	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Serviços prestados de assessoria e gestão de usinas, consultoria e engenharia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	01/01/2021	0,00	47.081.065,70	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Adiantamento recebido em contrato de venda de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	01/01/2021	0,00	3.122.282,37	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Adiantamento recebido em contrato de venda de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	01/01/2021	0,00	3.984.934,82	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
Adiantamento recebido em contrato de venda de energia							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	01/01/2021	0,00	1.919.873,50	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
Adiantamento recebido em contrato de venda de energia							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
State Grid Brazil Power Participacoes S.A.	12/06/2020	111.647.164,47	2.116.304.499,22	111.647.164,47	31/12/2024	SIM	1,100000
Relação com o emissor							
Controladora							
Objeto contrato							
Capital de giro							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/CDI + 1,1% a.a.							
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	23/02/2021	375.118,11	9.447.410,20	375.118,11	25/03/2022	SIM	97,700000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Capital de giro						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/97,70% do CDI						
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda.	01/01/2021	609.062,74	15.339.343,43	609.062,74	25/03/2022	SIM	97,700000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Capital de giro						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/97,70% do CDI						
Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A.	01/01/2021	3.877.948,39	N/A	3.877.948,39	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	31/12/2021	102.641.224,26	N/A	102.641.224,26	31/12/2022	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Dividendos a receber - intermediário e adicional de 2021						
Garantia e seguros	Dividendos a receber - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Campos Novos Energia S.A. - ENERCAN	31/12/2021	410.179.000,00	68.124.644,05	410.179.000,00	31/12/2022	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Dividendos a receber - mínimo obrigatório e adicional de 2021						
Garantia e seguros	Dividendos a receber - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Foz do Chapecó Energia S.A.	31/12/2021	414.152.951,12	N/A	414.152.951,12	31/12/2022	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas em conjunto						
Objeto contrato	Dividendos a receber - intermediário e adicional de 2021						
Garantia e seguros	Dividendos a receber - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	31/12/2021	2.489.123.506,52	N/A	2.489.123.506,52	31/12/2022	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Dividendos a pagar - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						
Garantia e seguros	Dividendos a receber - Composto por dividendos adicionais de 2020, mínimo obrigatório de 2021 e dividendos de reservas de lucros 2021						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	01/01/2021	2.105.504,43	N/A	2.105.504,43	31/12/2021	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Canarana Transmissoras de Energia S.A.	01/01/2021	207.039,34	N/A	207.039,34	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	137.231,34	N/A	137.231,34	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Iracema Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	91.152,86	N/A	91.152,86	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A	01/01/2021	124.910,41	N/A	124.910,41	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Linhas de Transmissão do Itatim S.A	01/01/2021	166.392,57	N/A	166.392,57	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	19.194,61	N/A	19.194,61	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Paranaíba Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	486.435,09	N/A	486.435,09	31/12/2021	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Porto Primavera Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	371.274,04	N/A	371.274,04	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	123.195,72	N/A	123.195,72	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	421.614,26	N/A	421.614,26	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	150.481,58	N/A	150.481,58	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A	01/01/2021	680.768,16	N/A	680.768,16	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Luziania Niquelandia Transmissora S.A	01/01/2021	14.441,19	N/A	14.441,19	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Matrincha Transmissora de Energia (TP Norte) S.A	01/01/2021	3.937.948,39	N/A	3.937.948,39	31/12/2021	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Paranita Ribeirãozinho Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	1.203.560,99	N/A	1.203.560,99	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	05/01/2011	0,00	565.328.501,37	N/A	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	05/01/2011	571.711.501,37	46.576.654,95	571.711.501,37	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Venda de energia e encargos						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	01/01/2021	0,00	207.376.732,73	1.319.008,89	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	01/01/2010	229.928.553,41	51.306.612,16	229.928.553,41	01/01/2049	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Venda de energia e encargos						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	17/10/2002	112.359.260,11	28.318.605,01	112.359.260,11	31/12/2047	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Venda de energia e encargos						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
N/A							
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari")	08/03/2006	9.464.866,15	3.123.739,52	9.464.866,15	31/12/2049	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
Venda de energia e encargos							
Garantia e seguros							
Contrato de Constituição de Garantia							
Rescisão ou extinção							
Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência, entre outros.							
Natureza e razão para a operação							
N/A							
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	31/07/2020	36.987,74	545.000,00	36.987,74	30/06/2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
Aluguel de imóvel							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
N/A							
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	24/03/2019	0,00	83.632,60	N/A	23/03/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Entidades sob controle comum							
Objeto contrato							
Aluguel de imóvel							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
N/A							
Araraquara Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	80.578,74	N/A	80.578,74	31/12/2021	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Atlantico - Concessionária de Transmissão de Energia Do Brasil S.A	01/01/2021	19.307,21	N/A	19.307,21	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Catxere Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	197.910,20	N/A	197.910,20	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Expansion Transmissão de Energia Eletrica S.A	01/01/2021	415.756,57	N/A	415.756,57	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A	01/01/2021	167.153,33	N/A	167.153,33	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Itumbiara Transmissora de Energia S.A	01/01/2021	738.124,26	N/A	738.124,26	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Compra de energia e encargos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	24/09/2013	4.571.228,38	899.817,48	4.571.228,38	31/12/2049	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Venda de energia e encargos						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	01/01/2021	106.893,23	4.042.459,08	106.893,23	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	01/01/2021	0,00	1.995.462,85	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	01/01/2021	27.386,90	3.513.892,59	27.386,90	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	01/01/2021	0,00	1.292.181,63	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Alocação de despesas entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	01/01/2021	0,00	3.662.721,29	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	01/01/2021	0,00	1.221.530,47	N/A	31/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Alocação de despesas entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade**16.3 Em relação a cada uma das transações ou conjunto de transações mencionados no item 16.2 acima ocorridas no último exercício social:****(a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses**

A controladora CPFL Energia, preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa e com o Regulamento do Novo Mercado da B3, possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

O Estatuto Social da controladora CPFL Energia prevê, em seu Art. 17 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\$ 14.294.852,58 (quatorze milhões, duzentos e noventa e quatro mil, oitocentos e cinquenta e dois reais, e cinquenta e oito centavos).

Vale ressaltar que nos termos das Diretrizes de Governança Corporativa os Agentes de Governança são responsáveis por prevenir e administrar situações de conflito de interesse ou divergência de opinião e qualquer Agente de Governança que tenha real ou potencial conflito de interesse deve se abster de participar da reunião na qual tal questão seja considerada. Ademais, ele/ela pode ser chamado para dar informações específicas.

Por prática interna de governança corporativa, as operações envolvendo Partes Relacionadas aos acionistas são, previamente à deliberação do Conselho de Administração da controladora CPFL Energia, submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas, órgão de assessoramento do Conselho cuja atribuição é examinar e manifestar opinião sobre o atendimento a práticas usuais de mercado nas transações com Partes Relacionadas aos Acionistas Controladores da CPFL Energia. Neste sentido, de acordo com as competências que lhe foram atribuídas pelo Conselho de Administração, cabe ao Comitê de Partes Relacionadas avaliar previamente tais transações.

Visando garantir a identificação de transações realizadas entre a controladora CPFL Energia e suas sociedades controladas com acionistas da CPFL Energia, evitando eventuais conflitos de interesse, o acionista controlador forneceu à Companhia uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a Companhia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Algumas de nossas sociedades controladas também estão sujeitas às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que determinados atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e suas partes relacionadas estão sujeitos a controles prévio ou a *posteriori* da ANEEL, dependendo do caso concreto.

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas às políticas e dispositivos legais descritos neste item 16.3.(a).

b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

A Companhia formaliza os contratos com Partes Relacionadas sempre observando os preços e condições praticados em mercado, para que não sejam gerados benefícios ou prejuízos à Companhia e empresas de seu grupo econômico. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (Ex: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.). Ainda, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016, todos os atos e negócios jurídicos entre agentes do setor elétrico e suas partes relacionadas devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente.

Ademais, todas as transações, inclusive aquelas com Partes Relacionadas, devem ser pactuadas por escrito, especificando-se as suas principais características (preços, prazos, direitos, responsabilidades, etc.).

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

Neste sentido, todo processo de contratação de fornecedores ou prestadores de serviços se inicia com a cotação de, no mínimo, três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado ou com base em negociações anteriores. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas aos procedimentos, forma e condições de contratação descritos neste item 16.3.

Com o objetivo de trazer clareza e evitar quaisquer dúvidas em relação a comutatividade das transações elencadas no item 16.2, acima, descrevemos abaixo os fatos que demonstram o carácter comutativo delas, de forma agrupada por tipo de transação.

Compra e venda de energia e encargos

As transações referem-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 termos e condições equivalentes aos das demais operações realizadas à época no Mercado Livre. Quando realizadas no Mercado Regulado, os preços praticados são definidos através de mecanismos estabelecidos pela autoridade reguladora.

Ativos intangíveis, Imobilizado, Materiais e Serviço

As transações referem-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.

Contrato de Mútuo

A transação refere-se substancialmente à mútuo tomado pela CPFL Renováveis, controlada da CPFL Energia, junto a controladora do grupo CPFL, State Grid Brazil Power – SGBP, a fim de fazer frente às necessidades de caixa da CPFL Renováveis. A contratação segue parâmetros de mercado quanto a sua atualização (CDI acrescido à taxa fixa de 1,1%) e tem vencimento programado para junho de 2024.

16. Transações partes relacionadas / 16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas

16.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a partes relacionadas foram divulgadas nos itens 16.1 a 16.3.

17. Capital social / 17.1 - Informações - Capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital Unidade	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias Unidade	Quantidade de ações preferenciais Unidade	Quantidade total de ações Unidade
Tipo de capital	Capital Emitido				
26/04/2021	2.022.782.718,80	Não há	225.137.769.366	0	225.137.769.366
Tipo de capital	Capital Subscrito				
26/04/2021	2.022.782.718,80	Não há	225.137.769.366	0	225.137.769.366
Tipo de capital	Capital Integralizado				
26/04/2021	2.022.782.718,80		225.137.769.366	0	225.137.769.366

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

17. Capital social / 17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

17. Capital social / 17.4 - Redução do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

17. Capital social / 17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social

17.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes sobre o Capital Social foram divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.

18. Valores mobiliários / 18.1 - Direitos das ações

Documento ainda não preenchido!

18. Valores mobiliários / 18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto

18.2 Descrever, se existirem, as regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

18. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.
--

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

18. Valores mobiliários / 18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	11ª emissão de debêntures – 2ª Série
Data de emissão	18/05/2018
Data de vencimento	18/05/2023
Quantidade Unidade	700.000
Valor total R\$	700.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	548.314.669,45
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide informações complementares no item 18.12
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: 107,5% do CDI Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia S.A. Restrições impostas ao emissor: Não há Agente fiduciário: Pentágono S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide informações complementares no item 18.12
Outras características relevantes	Vide informações complementares no item 18.12
<hr/>	
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	12ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES EM SÉRIE ÚNICA
Data de emissão	19/05/2022
Data de vencimento	15/05/2031
Quantidade Unidade	489.000
Valor total R\$	489.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	489.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Permitido, desde que respeitado o prazo médio mínimo, nos termos da Lei nº 12.431, da Resolução CMN 4.751 e da Resolução CMN 3.947. Vide informações complementares no item 18.12
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: IPCA + 6,0265% Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografária; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há Agente fiduciário: Pentágono S.A.

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários Vide informações complementares no item 18.12

Outras características relevantes Vide informações complementares no item 18.12

Valor mobiliário	Nota Comercial
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão de notas comerciais escriturais, em série única, para distribuição pública
Data de emissão	13/06/2022
Data de vencimento	08/10/2024
Quantidade	379.620
Unidade	
Valor total R\$	379.620.000,00
Saldo Devedor em Aberto	379.620.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 13 de junho de 2023, inclusive, e durante a vigência das Notas Comerciais Escriturais, promover o resgate antecipado total ou parcial das Notas Comerciais Escriturais. Vide informações complementares no item 18.12
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: CDI + 0,96% Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Agente fiduciário: Pentágono S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide informações complementares no item 18.12
Outras características relevantes	Vide informações complementares no item 18.12

18. Valores mobiliários / 18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	0	0	13

18. Valores mobiliários / 18.6 - Mercados de negociação no Brasil

18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.
--

As debêntures da Companhia são admitidas à negociação no mercado secundário, no CETIP21 - Títulos e Valores Mobiliários ("CETIP21"), administrado e operacionalizado pela B3, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na B3 e/ou no Sistema de Negociação BOVESPA FIX, administrado pela B3, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.

As Notas Comerciais são depositadas para negociação no mercado secundário por meio do CETIP21 - Títulos e Valores Mobiliários ("CETIP21"), administrado e operacionalizado pela B3, sendo as negociações liquidadas financeiramente através da B3. Concomitantemente à liquidação, as Notas Comerciais serão depositadas eletronicamente em nome do Titular das Notas Comerciais no Sistema de Custódia Eletrônica da B3.

18. Valores mobiliários / 18.7 - Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável, dado que todos os valores mobiliários da Companhia foram emitidos unicamente no mercado nacional.

18. Valores mobiliários / 18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve títulos emitidos no exterior nos últimos três exercícios sociais.

18. Valores mobiliários / 18.9 - Ofertas públicas de distribuição

18.9 Descrever as ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor.

Nos últimos três exercícios sociais, não houveram novas emissões de debêntures da Companhia.

As informações referentes às ofertas públicas de valores mobiliários da controlada CPFL Renováveis estão em seu respectivo formulário de referência.

18. Valores mobiliários / 18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas

18.10 Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, indicar:

- a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados**
- b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição**
- c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios**

No dia 19 de maio de 2022 foram emitidas 489.000 debêntures, não conversíveis em ações, da 12ª Emissão, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória. As debêntures são no valor nominal unitário na data da emissão de R\$ 1.000,00 gerando uma captação total de R\$ 489.000.000,00 (quatrocentos e oitenta e nove milhões de reais). O vencimento das Debêntures ocorrerá ao final de 9 (nove) anos, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2031. A CPFL Energia, é garantidora de todas as obrigações, principais e acessórias destas emissões.

No dia 13 de junho de 2022 foram emitidas 379.620 Notas Comerciais Escriturais, da 1ª Emissão, em série única. As Notas Comerciais Escriturais são no valor nominal unitário na data da emissão de R\$ 1.000,00 gerando uma captação total de R\$ 379.620.000,00 (trezentos e setenta e nove milhões e seiscentos e vinte mil reais). O vencimento das Notas Comerciais Escriturais ocorrerá ao final de 848 (oitocentos e quarenta e oito) dias corridos, vencendo-se, portanto, em 08 de outubro de 2024. A CPFL Energia, é garantidora de todas as obrigações, principais e acessórias destas emissões.

18. Valores mobiliários / 18.11 - Ofertas públicas de aquisição

18.11 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.

Não aplicável, dado que a Companhia não realizou ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiros nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, o item 18.1 é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

Seguem abaixo informações complementares às divulgadas no item 18.5 referentes às Emissões de Debêntures da Companhia:

11ª Emissão de Debêntures da CPFL Geração – 2ª Série

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração ou repactuação programada; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; (v) a alteração, substituição ou o reforço da garantia; (vi) destinação de recursos; (vii) resgate antecipado; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula 7.

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

A Emissora poderá realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas, (a) decorrido 1 (um) ano contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 18 de maio de 2019, e (b) decorrido 2 (dois) anos contados da Data de Emissão, ou seja, a partir de 18 de maio de 2020.

1.1.1.1. O Resgate Antecipado Facultativo Total, com o conseqüente cancelamento das Debêntures ou da série objeto do Resgate Antecipado Facultativo Total, será realizado mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso (ii) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização da Segunda Série (conforme o caso) (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso) até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, (iii) de eventuais Encargos Moratórios (se houver), e (iv) de prêmio aos titulares das Debêntures equivalente a 0,22% (vinte e dois centésimos por cento), base 252 dias, ao ano incidente sobre os valores indicados nos itens (i) e (ii) ("Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total" e "Valor de Resgate Antecipado Facultativo Total"). O percentual do Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total será aplicado de acordo com a fórmula abaixo e pago integralmente na data do Resgate Antecipado Facultativo Total:

Debêntures da Segunda Série: Prêmio de 0,22% a.a. (vinte e dois centésimos por cento ao ano), base 252 dias, calculado conforme abaixo.

$$\text{Prêmio} = 0,22\% \times (\text{DU})/252$$

4.6.1.2. Observado o disposto nos itens 4.6.1 e 4.6.1.1 acima, o Resgate Antecipado Facultativo Total somente poderá ocorrer mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas da série objeto do Resgate Antecipado Facultativo Total, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas da série objeto do Resgate Antecipado Facultativo Total ("Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total"), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total ("Data do Resgate Antecipado Facultativo Total"), que deverá, necessariamente, ser um Dia Útil. Na Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total deverão constar (i) a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total; e (ii)

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo Total.

4.6.1.3. O Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser comunicado à B3, ao Banco Liquidante e ao Escriturador com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data do Resgate Antecipado Facultativo Total.

Condições de vencimento antecipado: As Debêntures e todas as obrigações constantes na Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a data da primeira integralização das Debêntures, ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento:

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Garantidora e/ou da Emissora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, na qual, após a conclusão da alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da *State Grid International Development Limited* ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela *State Grid Corporation of China* passe a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia;

(c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da *State Grid International Development Limited* ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela *State Grid Corporation of China* passe a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia;

(d) realização de redução de capital social da Garantidora e/ou da Emissora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(e) proposta pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Garantidora;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora ou suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo estes valores atualizados mensalmente, pelo IGP-M,

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, e/ou pelas suas subsidiárias que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

(g) descumprimento pela Garantidora e/ou pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Garantidora e/ou pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e/ou de suas subsidiárias e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

(i) não pagamento pela Garantidora e/ou pela Emissora das obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas no prazo de até 2 (dois) dias corridos das datas previstas na Escritura de Emissão;

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou suas subsidiárias em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo estipulado na respectiva decisão;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão verificados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"):

(i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou *bonds* ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras, estando excluída deste cálculo a dívida com a Funcesp e considera-se como "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição deste item (i), o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e

(ii) relação entre EBITDA e Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro", a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa, mas apenas registro contábil.

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii), a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros, baseado nos números auditados ou objeto de revisão por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão; (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2016;

(m) alteração do tipo societário da Emissora nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;

(n) comprovada violação de dispositivo legal ou regulatório relativo à prática de corrupção ou de atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei nº 12.846"), pela Emissora ou pela Garantidora; e

(o) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Debêntures conforme estabelecido no item 3.12 da Escritura de Emissão.

As referências a "controle" encontradas neste item 4.6 deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

Os eventos a que se referem os subitens (f), (g) e (i) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos.

Para os fins da Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) do item 4.6.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula 9 abaixo; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j), (l), (n) e/ou (o) do item acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item 4.6.1 acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre o eventual vencimento antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação.

Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada no item acima, que será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Cláusula 7 da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quórum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a data da primeira integralização das Debêntures ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula 9 da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 4.7. da Escritura de Emissão.

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP e/ou a B3 sobre o pagamento de que trata o item 4.6.7. da Escritura de Emissão, com, no mínimo, 2 (dois) Dias Úteis de antecedência.

12ª Emissão de Debêntures da CPFL Geração

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, na forma do disposto no artigo 71, parágrafo 5º, da Lei das Sociedades por Ações, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) alteração da Remuneração ou repactuação programada; (ii) alteração da Data de Pagamento da Amortização das Debêntures e/ou da Data de Pagamento da Remuneração; (iii) alteração do prazo de vencimento das Debêntures; (iv) alteração dos valores e datas de amortização do principal das Debêntures; (v) a alteração, substituição ou o reforço da garantia; (vi) alteração das regras do Resgate Antecipado Facultativo Total, da Oferta de Resgate Antecipado e/ou da Aquisição Facultativa; e/ou (vii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula 9.

5. Resgate antecipado facultativo total, oferta de resgate antecipado e aquisição facultativa

5.1. Resgate Antecipado Facultativo Total: Nos termos do artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, da Lei 12.431, e da Resolução CMN 4.751, desde que respeitado o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data efetiva do resgate antecipado, nos termos do inciso I, do artigo 1º, da Resolução CMN 4.751, e calculado nos termos da Resolução CMN 3.947, a Emissora poderá, desde que não tenha sido declarado o vencimento antecipado das Debêntures, nos termos desta Escritura de Emissão, a seu exclusivo critério e independentemente da vontade dos Debenturistas, observados os termos e condições a seguir, realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures, nos termos da legislação aplicável ("Resgate Antecipado Facultativo Total").

5.1.1. O Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser comunicado aos Debenturistas, mediante divulgação de anúncio, nos termos desta Escritura de Emissão, ou mediante comunicação individual a todos os Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário ("Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo"), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis da data prevista para realização do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, que deverá ocorrer em uma única data para todas as Debêntures, a qual deverá ser um Dia Útil ("Data do Resgate Antecipado Facultativo").

5.1.2. Na Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo deverá constar: (a) a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, que deverá ser obrigatoriamente um Dia Útil; (b) a estimativa do valor do Resgate Antecipado Facultativo Total, calculado pela Emissora, a ser apurado observadas as Cláusulas 5.1.3 a 5.1.5 abaixo; e (c) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo Total.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

5.1.3. O valor de resgate antecipado a ser pago pela Emissora em relação a cada uma das Debêntures, no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo Total ("Valor de Resgate Antecipado das Debêntures"), será equivalente ao valor indicado nos itens "(i)" ou "(ii)" a seguir, entre os dois, o que for maior: **(i)** Valor Nominal Atualizado, acrescido: (1) da Remuneração, calculada, *pro rata temporis*, desde a Data de Início da Rentabilidade (inclusive) ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até efetiva Data do Resgate Antecipado Facultativo (exclusive); e (2) dos Encargos Moratórios, se houver; ou **(ii)** valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Atualizado, da Remuneração, e dos Encargos Moratórios, se houver, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (denominação atual da antiga Nota do Tesouro Nacional, série B – NTN-B) com *duration* aproximada equivalente à *duration* remanescente das Debêntures na Data do Resgate Antecipado Facultativo, conforme cotação indicativa divulgada pela ANBIMA em sua página na rede mundial de computadores (<http://www.anbima.com.br>) e conforme apurada no Dia Útil imediatamente anterior à Data do Resgate Antecipado Facultativo ("NTN-B"), calculado conforme a fórmula abaixo, e somado aos Encargos Moratórios, se houver:

$$VP = \left[\sum_{k=1}^n \left(\frac{VNEk}{FVPk} \times CResgate \right) \right]$$

onde:

VP = somatório do valor presente das parcelas de pagamento das Debêntures;

CResgate = fator C acumulado, conforme definido na Cláusula 4.10.1 acima, até a Data do Resgate Antecipado Facultativo;

VNEk = valor unitário de cada um dos "k" valores futuros devidos das Debêntures, sendo o valor de cada parcela "k" equivalente ao pagamento de amortização do Valor Nominal Atualizado e/ou da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data do Resgate Antecipado Facultativo, até cada data de pagamento;

n = número total de eventos de pagamento a serem realizados das Debêntures, sendo "n" um número inteiro.

FVPk = fator de valor presente, apurado conforme fórmula a seguir, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$FVPk = \left\{ \left[(1 + TESOUROIPCA) \right]^{\frac{nk}{252}} \right\}$$

onde:

TESOUROIPCA = taxa interna de retorno da NTN-B, com *duration* mais próxima à *duration* remanescente das Debêntures; e

nk = número de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo e a data de vencimento programada de cada parcela "k" vincenda.

A *duration* será calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$Duration = \frac{\left[\frac{\sum_{t=1}^n \left[\frac{FC_t}{(1+i)^{t/252}} \times t \right]}{\sum_{t=1}^n \left[\frac{FC_t}{(1+i)^{t/252}} \right]} \right]}{252}$$

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

onde:

n = número de pagamentos de Remuneração e/ou amortização;

t = número de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo e a data prevista dos respectivos pagamentos de Remuneração e/ou amortização programados.

Fct = valor projetado de pagamento de Remuneração e/ou amortização programados no prazo de t Dias Úteis;

i = taxa de remuneração, % a.a., conforme definida na Cláusula 4.11 desta Escritura de Emissão.

5.1.4. Não será admitido o resgate antecipado facultativo parcial das Debêntures.

5.1.5. O Resgate Antecipado Facultativo Total ocorrerá, conforme o caso, de acordo com: (a) os procedimentos estabelecidos pela B3, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3; ou (b) os procedimentos adotados pelo Escriturador, para as Debêntures que não estiverem custodiadas eletronicamente na B3.

5.1.6. A B3, o Banco Liquidante e o Escriturador deverão ser notificados pela Emissora sobre o Resgate Antecipado Facultativo Total com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data do Resgate Antecipado Facultativo, por meio de envio de correspondência enviada em conjunto com o Agente Fiduciário.

5.1.7. Todo e qualquer valor pago a título de Resgate Antecipado Facultativo Total deverá respeitar os limites estabelecidos na Resolução CMN 4.751, em quaisquer resoluções que vierem a substituí-la e nas demais regulamentações do Banco Central do Brasil.

5.2. Oferta de Resgate Antecipado: Nos termos do artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, da Lei 12.431, na forma regulamentada pelo CMN, após o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate antecipado facultativo superar 4 (quatro) anos e observada a Resolução CMN 4.751, ou em prazo inferior, desde que venha a ser legalmente permitido, a Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério, oferta de resgate antecipado total (sendo vedada a oferta de resgate antecipado parcial) das Debêntures, endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, sendo assegurado aos Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures por eles detidas, nos termos da presente Escritura de Emissão e da legislação aplicável, incluindo, mas não se limitando, a Lei das Sociedades por Ações ("Oferta de Resgate Antecipado").

(i) A Oferta de Resgate Antecipado deverá ser precedida de envio de comunicação individual aos Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário e à B3 ou por meio de publicação, nos termos da Cláusula 4.18 acima, com antecedência mínima de 15 (quinze) Dias Úteis contados da data em que se pretende realizar o pagamento da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures nos termos acima (cada um, um "Edital de Oferta de Resgate Antecipado");

(ii) O Edital de Oferta de Resgate Antecipado deverá conter, no mínimo, as seguintes informações: (i) a data efetiva para o resgate antecipado e para pagamento aos Debenturistas, que deverá ocorrer em uma única data, que deverá ser um Dia Útil; (ii) o valor do prêmio devido aos Debenturistas em face do resgate antecipado, caso haja, o qual não poderá ser negativo; (iii) a forma e o prazo de manifestação à Emissora pelos Debenturistas, prazo este que não poderá ser inferior à 10 (dez) dias contados do envio ou da publicação, conforme o caso, do respectivo Edital de Oferta de Resgate Antecipado, bem como a forma de manifestação dos Debenturistas no sistema da B3; (iv) que a Oferta de Resgate Antecipado está condicionada ao aceite de todos os Debenturistas; e (v) demais informações necessárias para a tomada de decisão pelos Debenturistas e à operacionalização do resgate antecipado das Debêntures;

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

(iii) Caso o resgate antecipado das Debêntures seja efetivado nos termos previstos acima, ele deverá ocorrer em uma única data para todas as Debêntures, na data prevista no respectivo Edital de Oferta de Resgate Antecipado;

(iv) Os valores a serem pagos aos Debenturistas em razão do resgate antecipado deverão ser equivalentes ao Valor Nominal Atualizado das Debêntures a serem resgatadas, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data da Primeira Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo resgate das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado e demais encargos devidos e não pagos até a data da Oferta de Resgate Antecipado, podendo, ainda, ser oferecido prêmio de resgate antecipado aos Debenturistas, a exclusivo critério da Emissora, o qual não poderá ser negativo ("Valor do Resgate Antecipado");

(v) O pagamento do Valor do Resgate Antecipado será realizado: (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3, ou (ii) mediante procedimentos adotados pelo Escriturador, no caso de Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3;

(vi) A Emissora deverá, após o término do prazo de adesão à Oferta de Resgate Antecipado, comunicar a B3, o Banco Liquidante e o Escriturador por meio de correspondência em conjunto com o Agente Fiduciário, da realização da Oferta de Resgate Antecipado com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da data estipulada para o pagamento referente à Oferta de Resgate Antecipado;

(vii) Após a publicação ou envio de comunicação, conforme o caso, do Edital de Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas terão que se manifestar formalmente à Emissora, com cópia para o Agente Fiduciário, e em conformidade com o disposto no respectivo Edital de Oferta de Resgate Antecipado, que deverá prever a manifestação dos Debenturistas também no sistema da B3. Ao final do prazo indicado no respectivo Edital de Oferta de Resgate Antecipado, a Emissora somente poderá resgatar antecipadamente as Debêntures caso a totalidade dos Debenturistas tenham aderido à Oferta de Resgate Antecipado. Sendo certo que todas as Debêntures serão resgatadas e liquidadas em uma única data; e

(viii) Observados os termos do artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, da Lei 12.431 e da regulamentação do CMN, as Debêntures resgatadas pela Emissora, conforme previsto nesta Cláusula, serão obrigatoriamente canceladas.

5.3. Aquisição Facultativa

5.3.1. A Emissora poderá, a qualquer tempo, após decorridos 2 (dois) anos contados da sua emissão, nos termos do artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, combinado com o artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei 12.431, ou antes de tal data, desde que venha a ser legalmente permitido, nos termos da Lei 12.431, da regulamentação do CMN ou de outra legislação ou regulamentação aplicável, observado o disposto no parágrafo 3º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações ("Aquisição Facultativa"), adquirir as Debêntures por: (i) valor igual ou inferior ao seu Valor Nominal Atualizado, devendo o fato constar do relatório da administração e das demonstrações financeiras da Emissora; ou (ii) por valor superior ao seu Valor Nominal Atualizado, desde que observe as eventuais regras expedidas pela CVM, incluindo os termos da Resolução da CVM nº 77, de 29 de março de 2022.

5.3.2. As Debêntures adquiridas pela Emissora poderão, a critério da Emissora, ser canceladas, na forma que vier a ser regulamentada pelo CMN, em conformidade com o disposto no artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, combinado com o artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei 12.431, permanecer em tesouraria ou ser novamente colocadas no mercado, observadas as restrições de negociação previstas na Instrução CVM 476. As Debêntures adquiridas pela Emissora para permanência em tesouraria nos termos desta Cláusula 5.3.2, se e quando recolocadas no mercado, farão jus a mesma Remuneração aplicável às demais Debêntures.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

6. VENCIMENTO ANTECIPADO

6.1.1. Observado o disposto nas Cláusulas 6.1.2 e seguintes abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração aplicável, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização, ou da última Data de Pagamento da Remuneração, o que ocorrer por último, até a data do seu efetivo pagamento, sem prejuízo dos Encargos Moratórios, quando for o caso, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, na ocorrência das hipóteses descritas nas Cláusulas 6.1.2 e 6.1.3 abaixo, observados os eventuais prazos de cura e respectivos procedimentos, quando aplicáveis ("Eventos de Inadimplemento").

6.1.2. Eventos de Vencimento Antecipado Automático: Observados os eventuais prazos de cura e procedimentos aplicáveis, a ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nesta Cláusula 6.1.2 acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer aviso extrajudicial, interpelação judicial, notificação prévia a Emissora ou consulta aos titulares de Debêntures:

(i) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Garantidora, de forma direta ou indireta nas respectivas subsidiárias, exceto para os casos em que a Garantidora tenha outorgado garantia fidejussória superior à sua participação na respectiva subsidiária) de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir de 15 de dezembro de 2021 ("Data-Base"), pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 5 (cinco) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(ii) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação, a(s) sociedade(s) resultante(s) esteja(m) sob Controle direto ou indireto da *State Grid Corporation of China* ou que a *State Grid Corporation of China* permaneça direta ou indiretamente no bloco de Controle da Emissora e/ou Garantidora, sendo certo que, neste caso, fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;

(iii) (a) proposta pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas respectivas subsidiárias de plano de recuperação extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida a homologação judicial do referido plano; ou (b) requerimento pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas respectivas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou (c) pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Garantidora;

(iv) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e/ou de suas respectivas subsidiárias e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos a contar da data do pedido;

(v) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis das datas previstas nesta Escritura de Emissão;

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

(vi) se for declarada a invalidade, nulidade ou inexecuibilidade desta Escritura de Emissão, por decisão judicial transitada em julgado, desde que não haja no curso do processo qualquer prejuízo do cumprimento das obrigações pecuniárias da Emissora relacionadas à Emissão, não sanadas no prazo de 2 (dois) Dias Úteis das datas previstas nesta Escritura de Emissão, nos termos da alínea "(v)" desta Cláusula 6.1.2;

(vii) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora acima do mínimo obrigatório, conforme previsto no seu atual estatuto social e no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão;

(viii) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Garantidora, de forma direta ou indireta nas respectivas subsidiárias) em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data-Base, pelo IGP-M, no prazo estipulado na respectiva decisão; e

(ix) alteração do tipo societário da Emissora nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações.

6.1.3. Eventos de Vencimento Antecipado Não Automático: Na ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nesta Cláusula 6.1.3, não sanados no prazo de cura eventualmente aplicável, ocorrerá o disposto na Cláusula 6.1.8 e seguintes desta Escritura de Emissão:

(i) alteração do atual Controle da Emissora e/ou da Garantidora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do Controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, na qual quaisquer empresas direta ou indiretamente Controladoras (conforme definido abaixo na Cláusula 6.1.5), Controladas (conforme definido abaixo na Cláusula 6.1.5) ou sob Controle comum da *State Grid Corporation of China* ou qualquer entidade Controlada direta ou indiretamente pela *State Grid Corporation of China* permaneça no bloco de Controle da Emissora e/ou da Garantidora, sendo certo que, neste caso, fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral de Debenturistas, conforme prevê o artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;

(ii) descumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Garantidora e/ou pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;

(iii) provarem-se falsas ou incorretas, qualquer das declarações ou garantias prestadas pela Emissora e/ou pela Garantidora nesta Escritura de Emissão e/ou nos demais documentos da Oferta, conforme aplicável, nas respectivas datas das assinaturas, por meio de decisão transitada em julgado;

(iv) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, na hipótese prevista no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, exceto pela Redução de Capital Permitida, nos termos da Cláusula 6.1.6. abaixo;

(v) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Garantidora, de forma direta ou indireta nas respectivas subsidiárias), no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data-Base, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, e/ou pelas suas respectivas subsidiárias, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros;

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

ou (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

(vi) comprovada violação, por meio de decisão judicial de exigibilidade imediata, de qualquer dispositivo legal ou regulatório relativo à prática de corrupção ou de atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei nº 12.846"), o Decreto nº 8.420/15 e desde que aplicável, a *US Foreign Corrupt Practices Act of 1977* e o *UK Bribery Act 2010* (em conjunto, as "Leis Anticorrupção") pela Emissora ou pela Garantidora;

(vii) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, por 2 (dois) semestres consecutivos, dos índices e limites financeiros abaixo indicados, os quais serão acompanhados semestralmente pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data-base do cálculo ("Índices Financeiros"):

(i) razão entre a Dívida Líquida, verificada ao final de cada semestre do ano civil, e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil, menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como (a) "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações *swaps*, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou *bonds* ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa, aplicações financeiras, bem como títulos públicos, mantidos no curto e longo prazo, estando excluída deste cálculo a dívida com a Entidade de Previdência Privada; e (b) "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras auditadas e nas informações contábeis intermediárias revisadas, calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição deste item (i), o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e

(ii) relação entre EBITDA e Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro", a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Entidade de Previdência Privada, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa, mas apenas registro contábil.

Para fins do cálculo a que se referem os itens "(i)" e "(ii)" acima, a Garantidora deverá: (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM, e (b) os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2022, inclusive.

6.1.4. Caso até a Data de Vencimento das Debêntures a Garantidora seja submetida a limites financeiros mais restritivos ("Novos Índices") do que os Índices Financeiros, ela deverá comunicar o Agente Fiduciário no prazo de 30 (trinta) dias contados da celebração do instrumento que

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

instituir os Novos Índices, de forma que os Novos Índices passarão a ser considerados pelo Agente Fiduciário na próxima medição dos Índices Financeiros aqui previstos. Nesse caso, para formalizar a alteração dos Índices Financeiros para os Novos Índices será celebrado aditamento à esta Escritura de Emissão, sem a necessidade de qualquer aprovação adicional em sede de Assembleia Geral de Debenturistas.

6.1.5. Para fins da presente Escritura de Emissão, qualquer referência a "Controle", "Controladora" ou "Controlada" deverá ser entendida conforme a definição prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, e qualquer referência a "Coligada" deverá ser entendida conforme a definição prevista no artigo 243, parágrafo 1º, da Lei das Sociedades por Ações.

6.1.6. Os Debenturistas, ao subscrever ou adquirir as Debêntures nos mercados primário ou secundário, respectivamente, estarão **aprovarão automática, voluntária, incondicional, irreatável e irrevogavelmente, independentemente da realização de qualquer Assembleia Geral de Debenturistas**, inclusive para os efeitos do parágrafo 3º do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, a realização da redução do capital social da Emissora, em um ou mais atos no montante de até R\$700.000.000,00 (setecentos milhões de reais), com restituição ao seu acionista de parte do valor das ações, que poderá ser realizada até 31 de dezembro de 2023 ("Redução de Capital Permitida").

6.1.7. Os eventos a que se referem os itens "(i)", "(iv)" e "(v)" da Cláusula 6.1.2 e o itens "(ii)" e "(v)" da Cláusula 6.1.3 acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, caso, após o final do prazo neles mencionado, referidos eventos não tenham sido sanados.

6.1.8. Para os fins desta Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas:

(i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos na Cláusula 6.1.2 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data da ocorrência do inadimplemento, observados os respectivos prazos de cura aplicáveis; ou

(ii) ocorrendo os eventos previstos na Cláusula 6.1.3 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a última Assembleia Geral de Debenturistas, sendo certo que em tal Assembleia Geral de Debenturistas, deverá ter sido aprovado o vencimento antecipado das Debêntures, observado o quanto disposto na Cláusula 6.1.9 abaixo.

6.1.9. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados na Cláusula 6.1.2 acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos na Cláusula 6.1.3 acima, deverão ser convocadas, pelo Agente Fiduciário, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleias Gerais de Debenturistas, para que os Debenturistas deliberem sobre o eventual vencimento antecipado das Debêntures, observados os quóruns estabelecidos na Cláusula 9 abaixo. As Assembleias Gerais de Debenturistas as quais se referem este item deverão ser realizadas no prazo de 21 (vinte e um) dias corridos, a contar da data de publicação do respectivo edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do respectivo edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o respectivo edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da respectiva Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação.

6.1.10. Nas Assembleias Gerais de Debenturistas mencionadas na Cláusula 6.1.9. acima, serão instaladas de acordo com os procedimentos previstos na Cláusula 9 desta Escritura de Emissão. Os Debenturistas poderão optar por declarar antecipadamente vencidas as Debêntures, observado o quórum estabelecido na Cláusula 9.12 abaixo.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

6.1.11. A não instalação de referida Assembleia Geral de Debenturistas em segunda convocação, por falta de quórum ou a não obtenção de quórum para deliberação, em segunda convocação, será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

6.1.12. Em caso de vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* desde a Data da Primeira Integralização ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula 11 desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos Encargos Moratórios previstos na Cláusula 4.15 acima.

6.1.13. O Agente Fiduciário, deverá comunicar a B3 sobre o vencimento antecipado, imediatamente após sua ocorrência conforme o Manual de Operações da B3. Não obstante, para que o pagamento da totalidade das Debêntures previsto na Cláusula 6.1.12. acima seja realizado por meio da B3, a Emissora deverá comunicar a B3, por meio de correspondência em conjunto com o Agente Fiduciário, sobre o tal pagamento, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da data estipulada para a sua realização.

1ª Emissão de Notas Comerciais Escriturais

5.17 Resgate Antecipado Facultativo

5.17.1 Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 13 de junho de 2023, inclusive, e durante a vigência das Notas Comerciais Escriturais, promover o resgate antecipado total ou parcial das Notas Comerciais Escriturais, com o consequente cancelamento das Notas Comerciais Escriturais objeto do resgate ("Resgate Antecipado Facultativo"), mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração ("Valor do Resgate Antecipado Facultativo"), e de prêmio de 0,15% (quinze centésimos por cento) ao ano, calculado conforme fórmula abaixo descrita. Para tal, a Emissora deverá notificar individualmente a totalidade dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais, com cópia ao Agente Fiduciário, o Escriturador e a B3 ou, a seu exclusivo critério, publicar aviso aos Titulares de Notas Comerciais Escriturais na forma da Cláusula 5.23 abaixo, seguido de comunicação ao Agente Fiduciário, ao Escriturador e à B3, prestando todas as informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da data prevista para o resgate ("Comunicação de Resgate Facultativo Total").

Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo

$$= 0,15\% * \frac{\text{Prazo Remanescente}}{252} * \text{Valor de Resgate Facultativo}$$

onde:

Prazo Remanescente = quantidade de Dias Úteis a transcorrer entre a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo (inclusive) e a Data de Vencimento.

5.17.2 Na Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo deverá constar: **(i)** a data do Resgate Antecipado Facultativo, que deverá ser um Dia Útil; **(ii)** a forma de cálculo do Valor do Resgate Antecipado Facultativo, conforme Cláusula 5.17.1 acima, **(iii)** a quantidade de Notas Comerciais Escriturais objeto do Resgate Antecipado Facultativo; e **(iv)** quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo.

5.17.3 O pagamento das Notas Comerciais Escriturais objeto do Resgate Antecipado Facultativo será feito pela Emissora: **(i)** por meio dos procedimentos adotados pela B3 para as Notas

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Comerciais Escriturais custodiadas eletronicamente na B3; ou **(ii)** na hipótese de as Notas Comerciais Escriturais não estarem custodiadas eletronicamente na B3, por meio do Escriturador.

5.17.4 As Notas Comerciais Escriturais objeto do Resgate Antecipado Facultativo serão obrigatoriamente canceladas.

5.17.5 Caso a Emissora opte pela realização do Resgate Antecipado Facultativo parcial das Notas Comerciais Escriturais, deverá ser realizado procedimento de rateio por meio da divisão igualitária e sucessiva de Notas Comerciais Escriturais entre todos os Titulares de Notas Comerciais Escriturais, considerando o número de Notas Comerciais Escriturais sobre o número de Notas Comerciais Escriturais objeto do Resgate Antecipado Facultativo parcial. A quantidade de Notas Comerciais Escriturais a serem resgatadas por cada Titular de Notas Comerciais deverá representar sempre um número inteiro, não sendo permitido o Resgate Antecipado Facultativo de Notas Comerciais Escriturais por números fracionários. Para fins de esclarecimento, eventuais arredondamentos serão realizados pela exclusão da fração, mantendo-se o número inteiro arredondado para baixo. Os cálculos de rateio aqui previsto serão realizados fora do âmbito da B3.

5.17.6 A data para realização do Resgate Antecipado Facultativo deverá, obrigatoriamente, ser em 1 (um) Dia Útil.

5.17.7 Aquisição Facultativa

(i) A Emissora poderá, a qualquer tempo, condicionado ao aceite do respectivo Titular de Notas Comerciais Escriturais vendedor, adquirir Notas Comerciais Escriturais, por valor igual ou inferior ao respectivo Valor Nominal Unitário das Notas Comerciais Escriturais, desde que observe as eventuais regras expedidas pela CVM, devendo tal fato, se assim exigido pelas disposições legais e regulamentares aplicáveis, constar do relatório da administração e das demonstrações financeiras da Emissora. As Notas Comerciais Escriturais que venham a ser adquiridas pela Emissora de acordo com este item poderão, a critério da Emissora, (i) ser canceladas, (ii) permanecer na tesouraria da Emissora, ou (iii) ser novamente colocadas no mercado, observadas as restrições impostas pela Instrução CVM 476. As Notas Comerciais Escriturais adquiridas pela Emissora para permanência em tesouraria, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma Remuneração aplicável às demais Notas Comerciais Escriturais. Na hipótese de cancelamento das Notas Comerciais Escriturais, o Termo de Emissão deverá ser aditado para refletir tal cancelamento.

5.18 Amortização Extraordinária Facultativa

5.18.1 As Notas Comerciais Escriturais não serão objeto de amortização extraordinária facultativa, sendo o Valor Nominal Unitário pago na forma prevista na Cláusula 5.12 acima.

CLÁUSULA SEXTA - VENCIMENTO ANTECIPADO

6.1 Observado o disposto nas Cláusulas 6.2 e 6.3 abaixo, serão consideradas antecipadamente vencidas todas as obrigações constantes deste Termo de Emissão e exigível dela o imediato pagamento do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* até a data do efetivo pagamento; dos Encargos Moratórios, se houver, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos deste Termo de Emissão, independentemente de aviso, interpelação ou notificação, judicial ou extrajudicial na ocorrência das hipóteses descritas nas Cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 abaixo (cada um, um "Evento de Vencimento Antecipado"):

6.1.1 Constituem Eventos de Vencimento Antecipado que acarretam o vencimento antecipado automático das obrigações decorrentes deste Termo de Emissão, aplicando-se o disposto na Cláusula 6.2 abaixo:

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

- (i) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Fiadora ou por qualquer de suas respectivas subsidiárias, (de acordo com a participação acionária detida pela Fiadora, de forma direta ou indireta nas subsidiárias) de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 115.000.000,00 (cento e quinze milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir de 8 de outubro de 2021, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 5 (cinco) dias corridos da data do respectivo inadimplemento, ressalvada a hipótese da Emissora, da Fiadora e/ou de qualquer de suas respectivas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo ou tribunal arbitral com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- (ii) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Fiadora, exceto se após a conclusão da referida operação, a(s) sociedade(s) resultante(s) que assumam as obrigações decorrentes deste instrumento esteja(m) sob controle direto ou indireto da *State Grid Corporation of China* ou que a *State Grid Corporation of China* permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle da Emissora e/ou da Fiadora (ou entidade resultante que assumam as obrigações decorrentes deste instrumento);
- (iii) proposta pela Emissora e/ou pela Fiadora e/ou por quaisquer de suas respectivas subsidiárias: (i) de plano de recuperação extrajudicial; ou (ii) de plano de recuperação judicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou (iii) requerimento pela Emissora e/ou pela Fiadora e/ou por quaisquer de suas respectivas subsidiárias, de recuperação extrajudicial, recuperação judicial (independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente) ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Fiadora;
- (iv) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Fiadora e/ou de suas respectivas subsidiárias e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos a contar da data do pedido;
- (v) não pagamento pela Emissora e/ou pela Fiadora das obrigações pecuniárias devidas aos Titulares de Notas Comerciais Escriturais no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis das datas previstas neste Termo de Emissão;
- (vi) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora acima do mínimo obrigatório, conforme previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas neste Termo de Emissão;
- (vii) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral não sujeita a recurso, ou decisão administrativa (neste último caso, desde que os efeitos não estejam suspensos por recurso interposto no poder judiciário), em qualquer dos casos contra a Emissora e/ou contra a Fiadora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Fiadora, de forma direta ou indireta nas subsidiárias) em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 115.000.000,00 (cento e quinze milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente a partir de 8 de outubro de 2021 pelo IGP-M, no prazo estipulado na respectiva decisão; ou
- (viii) alteração do tipo societário da Emissora nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

6.1.2 Constituem Eventos de Vencimento Antecipado não automático que podem acarretar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Comerciais Escriturais, aplicando-se o disposto na Cláusula 6.3 abaixo, quaisquer dos seguintes eventos:

- (i) alteração do atual controle da Emissora e/ou da Fiadora sem prévia aprovação dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Fiadora, na qual quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da *State Grid Corporation of China* ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela *State Grid Corporation of China* permaneça no bloco de controle da Emissora e/ou da Fiadora, sendo certo que, neste caso, fica dispensada a prévia aprovação por Assembleia Geral dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais;
- (ii) descumprimento pela Emissora e/ou pela Fiadora de qualquer obrigação não pecuniária prevista neste Termo de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou pela Fiadora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- (iii) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Fiadora, sem que haja anuência prévia dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais, na hipótese prevista no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;
- (iv) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou contra a Fiadora ou suas respectivas subsidiárias (de acordo com participação acionária detida pela Fiadora, de forma direta ou indireta nas subsidiárias), no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 115.000.000,00 (cento e quinze milhões de reais), ou seu equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir de 8 de outubro de 2021, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Fiadora e/ou pelas suas subsidiárias, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; ou (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;
- (v) comprovada violação, por meio de decisão judicial de exigibilidade imediata, de qualquer dispositivo legal ou regulatório relativo à prática de corrupção ou de atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei nº 12.846"), o Decreto nº 8.420/15 e desde que aplicável, a *US Foreign Corrupt Practices Act of 1977* (em conjunto, as "Leis Anticorrupção") pela Emissora e/ou pela Fiadora;
- (vi) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Notas Comerciais Escriturais conforme estabelecido na Cláusula "Destinação de Recursos" deste Termo de Emissão; ou
- (vii) não observância pela Fiadora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Notas Comerciais Escriturais, por 2 (dois) semestres consecutivos, dos índices e limites financeiros abaixo indicados, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Fiadora ao final de cada semestre civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data base do cálculo ("Índices Financeiros"). Caso até a Data de Vencimento de Notas Comerciais Escriturais a Fiadora seja submetida a limites financeiros mais restritivos em outras operações financeiras ("Novos Índices") que os abaixo, ela deverá comunicar o Agente Fiduciário no prazo de 30 (trinta) dias contados da celebração do instrumento que instituir os Novos Índices, de forma que os Novos Índices passarão a ser considerados pelo Agente Fiduciário na próxima medição dos Índices Financeiros aqui previstos:

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

- a. razão entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item, (i) considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações *swaps*, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou *bonds* ou *notes* da Fiadora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa, aplicações financeiras, bem como títulos públicos, mantidos no curto e longo prazo, estando excluída deste cálculo a dívida com entidades de previdência privada; e (ii) considera-se como "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição deste item (i), o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e
- b. relação entre EBITDA e Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro", a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto a entidades de previdência privada, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa, mas apenas registro contábil.
- c. Para fins do cálculo a que se referem os itens (a) e (b) deste item "(vii)", a Fiadora deverá: (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Fiadora à CVM; e (b) os Índices Financeiros serão calculados a partir do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, inclusive.

6.2 A ocorrência de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado previstos na Cláusula 6.1.1 acima, não sanados nos respectivos prazos de cura, se aplicável, acarretará o vencimento antecipado automático das Notas Comerciais Escriturais, independentemente de qualquer aviso ou notificação, judicial ou extrajudicial.

6.3 Na ocorrência de qualquer dos Eventos de Vencimento Antecipado previstos na Cláusula 6.1.2 acima, o Agente Fiduciário deverá convocar, no prazo máximo de 5 (cinco) Dias Úteis a contar do momento em que tomar ciência do evento, Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais, a se realizar nos prazos e demais condições descritas na Cláusula Décima abaixo, para deliberar sobre a não decretação de vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Comerciais Escriturais, nos termos deste Termo de Emissão.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

6.3.1 Na Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais convocada para deliberar acerca de Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático, os Titulares de Notas Comerciais Escriturais representando, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) mais uma das Notas Comerciais Escriturais em Circulação poderão decidir por declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Comerciais Escriturais, sendo certo que tal decisão terá caráter irrevogável e irretroatável. Na hipótese: (i) da não instalação em segunda convocação de tal Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais; ou (ii) da não obtenção de quórum para deliberação sobre a declaração do vencimento antecipado em segunda convocação de tal Assembleia Geral de Titulares das Notas Comerciais Escriturais, será interpretado pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais em não declarar antecipadamente o vencimento das Notas Comerciais Escriturais.

6.4 Em caso de vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Notas Comerciais Escriturais, a Emissora obriga-se a pagar o Valor Nominal Unitário das Notas Comerciais Escriturais, acrescido da Remuneração, calculados *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a data do efetivo pagamento, sem prejuízo do pagamento dos Encargos Moratórios, quando for o caso, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos deste Termo de Emissão, no prazo de até 1 (um) Dia Útil contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação neste sentido, por e-mail ou por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário, por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante no Capítulo "Notificações", previsto neste instrumento, sob pena de, em não o fazendo, a Emissora ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos Encargos Moratórios. A B3 deverá ser comunicada imediatamente após o vencimento antecipado e em conformidade com os demais termos e condições do manual de operações da B3.

6.4.1 O pagamento antecipado das Notas Comerciais Escriturais de que trata a Cláusula 6.3 acima será realizado observando-se os procedimentos do Escriturador, observado o prazo disposto na Cláusula 6.4 acima.

6.6 Em qualquer caso, a B3 deverá ser comunicada imediatamente, por meio de correspondência encaminhada pelo Agente Fiduciário, da ocorrência de vencimento antecipado das Notas Comerciais Escriturais, bem como da realização do referido pagamento. O Escriturador, quando as Notas Comerciais Escriturais não estiverem custodiadas eletronicamente na B3, deverá ser comunicado, por meio de correspondência encaminhada pela Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, da realização do referido pagamento, com no mínimo, 2 (dois) Dias Úteis de antecedência da data do referido pagamento.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

10.15 Exceto pelo disposto na Cláusula 10.16 abaixo, todas as deliberações a serem tomadas em Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais dependerão de aprovação de Titulares de Notas Comerciais Escriturais representando, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) das Notas Comerciais Escriturais em Circulação, reunidos em Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais, em qualquer das convocações.

10.16 Não estão incluídos no quórum a que se refere a Cláusula 10.15 acima:

- (i) os quóruns expressamente previstos em outros itens e/ou Cláusulas deste Termo de Emissão;
- (ii) as alterações relativas às seguintes características das Notas Comerciais Escriturais, conforme venham a ser propostas pela Emissora: **(a)** a alteração da Remuneração ou de quaisquer datas de pagamento do Valor Nominal Unitário ou da Remuneração, **(b)** a Data de Vencimento, **(c)** os Eventos de Vencimento Antecipado; **(d)** a alteração dos quóruns de deliberação previstos nesta Cláusula Décima; **(e)** a alteração das cláusulas sobre (i) Resgate Antecipado Facultativo ou (ii) amortização extraordinária, dependerão da aprovação de Titulares de Notas Comerciais

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Escriturais que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Notas Comerciais Escriturais em Circulação;

- (iii) os pedidos de renúncia (*waiver*) ou perdão temporário referentes aos Eventos de Vencimento Antecipado indicados na Cláusula 6.1.1 ou na Cláusula 6.1.2 dependerão da aprovação de 75% (setenta e cinco por cento) das Notas Comerciais Escriturais em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.1 - Descrição - planos de recompra

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria

19.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação ao item 19.

20. Política de negociação / 20.1 - Descrição - Pol. Negociação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação ao item 20 deste Formulário de Referência.

21. Política de divulgação / 21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos

21. POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES
--

21.1 Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

21.2 Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando o canal ou canais de comunicação utilizado (s) para disseminar informações sobre atos e fatos relevantes e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas e os locais onde a política pode ser consultada.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

21. Política de divulgação / 21.3 - Responsáveis pela política

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

Conforme previsto no Anexo 24 da Instrução 480/09 da CVM, este item é de preenchimento facultativo para emissores registrados na Categoria B. A Companhia optou por não preencher este item.

21. Política de divulgação / 21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que não tenham sido abrangidas anteriormente.
