

Índice

1. Responsáveis Pelo Formulário

1.0 - Identificação dos responsáveis	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

2.1/2.2 - Identificação E Remuneração Dos Auditores	5
2.3 - Outras Informações Relevantes	7

3. Informações Financ. Selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	8
3.2 - Medições Não Contábeis	9
3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras	11
3.4 - Política de Destinação Dos Resultados	13
3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido	15
3.6 - Declaração de Dividendos À Conta de Lucros Retidos ou Reservas	16
3.7 - Nível de Endividamento	17
3.8 - Obrigações	18
3.9 - Outras Informações Relevantes	19

4. Fatores de Risco

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco	20
4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado	43
4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes	45
4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores	59
4.5 - Processos Sigilosos Relevantes	60
4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto	61
4.7 - Outras Contingências Relevantes	63

Índice

4.8 - Regras do País de Origem e do País em Que os Valores Mobiliários Estão Custodiados	64
5. Gerenciamento de Riscos E Controles Internos	
5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos	65
5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado	69
5.3 - Descrição Dos Controles Internos	76
5.4 - Programa de Integridade	78
5.5 - Alterações significativas	84
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	85
6. Histórico do Emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm	86
6.3 - Breve Histórico	87
6.5 - Informações de Pedido de Falência Fundado em Valor Relevante ou de Recuperação Judicial ou Extrajudicial	88
6.6 - Outras Informações Relevantes	89
7. Atividades do Emissor	
7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas	90
7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista	92
7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais	93
7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais	95
7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total	104
7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades	105
7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior	134
7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades	135
7.8 - Políticas Socioambientais	136
7.9 - Outras Informações Relevantes	139
8. Negócios Extraordinários	
8.1 - Negócios Extraordinários	140
8.2 - Alterações Significativas na Forma de Condução Dos Negócios do Emissor	141

Índice

8.3 - Contratos Relevantes Celebrados Pelo Emissor E Suas Controladas Não Diretamente Relacionados Com Suas Atividades Operacionais	142
---	-----

8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord.	143
---	-----

9. Ativos Relevantes

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros	144
--	-----

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados	145
---	-----

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis	150
--	-----

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades	157
---	-----

9.2 - Outras Informações Relevantes	158
-------------------------------------	-----

10. Comentários Dos Diretores

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais	159
--	-----

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro	188
---	-----

10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras	192
---	-----

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor	193
---	-----

10.5 - Políticas Contábeis Críticas	199
-------------------------------------	-----

10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	202
--	-----

10.7 - Comentários Sobre Itens Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras	203
---	-----

10.8 - Plano de Negócios	204
--------------------------	-----

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante	206
--	-----

11. Projeções

11.1 - Projeções Divulgadas E Premissas	207
---	-----

11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas	208
---	-----

12. Assembléia E Administração

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa	209
--	-----

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais	215
---	-----

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração	219
--	-----

12.4 - Descrição da Cláusula Compromissória Para Resolução de Conflitos Por Meio de Arbitragem	221
--	-----

Índice

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal	222
12.7/8 - Composição Dos Comitês	233
12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores	234
12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros	235
12.11 - Acordos, Inclusive Apólices de Seguros, Para Pagamento ou Reembolso de Despesas Suportadas Pelos Administradores	244
12.12 - Outras informações relevantes	245

13. Remuneração Dos Administradores

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária	246
13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	250
13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal	254
13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária	255
13.5 - Remuneração Baseada em Ações	257
13.6 - Opções em Aberto	258
13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues	259
13.8 - Precificação Das Ações/opções	260
13.9 - Participações Detidas Por Órgão	261
13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários	262
13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal	263
13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria	264
13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido Por Administradores E Membros do Conselho Fiscal Que Sejam Partes Relacionadas Aos Controladores	265
13.14 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal, Agrupados Por Órgão, Recebida Por Qualquer Razão Que Não A Função Que Ocupam	266
13.15 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal Reconhecida no Resultado de Controladores, Diretos ou Indiretos, de Sociedades Sob Controle Comum E de Controladas do Emissor	267
13.16 - Outras Informações Relevantes	269

14. Recursos Humanos

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos	270
---------------------------------------	-----

Índice

14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos	273
14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados	274
14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos	276
14.5 - Outras Informações Relevantes - Recursos Humanos	277
15. Controle E Grupo Econômico	
15.1 / 15.2 - Posição Acionária	278
15.3 - Distribuição de Capital	285
15.4 - Organograma Dos Acionistas E do Grupo Econômico	286
15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte	287
15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor	288
15.7 - Principais Operações Societárias	289
15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico	290
16. Transações Partes Relacionadas	
16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas	291
16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas	293
16.3 - Identificação Das Medidas Tomadas Para Tratar de Conflitos de Interesses E Demonstração do Caráter Estritamente Comutativo Das Condições Pactuadas ou do Pagamento Compensatório Adequado	312
16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas	313
17. Capital Social	
17.1 - Informações Sobre O Capital Social	314
17.2 - Aumentos do Capital Social	317
17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações	319
17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social	320
17.5 - Outras Informações Relevantes	321
18. Valores Mobiliários	
18.1 - Direitos Das Ações	324

Índice

18.2 - Descrição de Eventuais Regras Estatutárias Que Limitem O Direito de Voto de Acionistas Significativos ou Que os Obriguem A Realizar Oferta Pública	327
18.3 - Descrição de Exceções E Cláusulas Suspensivas Relativas A Direitos Patrimoniais ou Políticos Previstos no Estatuto	328
18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados	329
18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil	331
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	336
18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação	337
18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros	338
18.8 - Títulos Emitidos no Exterior	339
18.9 - Ofertas Públicas de Distribuição	340
18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas	341
18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição	342
18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários	343

19. Planos de Recompra/tesouraria

19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor	356
19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria	357
19.3 - Outras Inf. Relev. - Recompra/tesouraria	358

20. Política de Negociação

20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários	359
20.2 - Outras Informações Relevantes	360

21. Política de Divulgação

21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações	361
21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas	362
21.3 - Administradores Responsáveis Pela Implementação, Manutenção, Avaliação E Fiscalização da Política de Divulgação de Informações	364
21.4 - Outras Informações Relevantes	365

1.0 - Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Márcia Sandra Roque Vieira Silva

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Teobaldo José Cavalcante Leal

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

1.1 Declaração do Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário
Cargo do responsável

Márcia Sandra Roque Vieira Silva
Diretora Presidente

A Diretora Presidente acima qualificado declara 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 do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.



Márcia Sandra Roque Vieira Silva

1.2 Declaração do Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Teobaldo José Cavalcante Leal
Cargo do responsável	Diretor de Relações com Investidores

O Diretor de Relações com Investidores acima qualificada declara 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 do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.



Teobaldo José Cavalcante Leal

1.3 - Declaração do Diretor Presidente/relações Com Investidores

1.3 Declaração do Diretor Presidente / Relações com Investidores

O Diretor Presidente e o Diretor de Relações com Investidores da Companhia já prestaram suas declarações individuais nos itens 1.1 e 1.2 deste Formulário de Referência.

2.1/2.2 - Identificação E Remuneração Dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	BDO RCS AUDITORES IND S/S.
CPF/CNPJ	54.276.936/0001-79
Data Início	01/01/2016
Descrição do serviço contratado	Os auditores independentes prestaram os serviços listados abaixo: (i) auditoria e emissão de relatório sobre as demonstrações financeiras da Companhia referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil; (ii) revisão e emissão de relatório sobre as Informações Trimestrais (ITRs) da Companhia para os períodos findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2017, 2018 e 2019; (iii) auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019, elaboradas de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) aprovado pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014; e (iv) revisão do Relatório de Controle Patrimonial – RCP referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019, elaborado segundo com a norma da resolução ANEEL 367/2009.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração dos auditores independentes relativa aos serviços de auditoria externa prestados no último exercício social correspondeu a um montante de R\$ 151.020,24, sendo R\$ 130.612,24 relativos aos serviços de revisões trimestrais e auditoria anual das demonstrações contábeis societárias e regulatórias, e R\$ 20.408,00 relativos ao relatório de controle patrimonial (RCP).
Justificativa da substituição	Término do contrato de prestação de serviços.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico	DATA_INICIO_ATUACAO	CPF	Endereço
Jairo da Rocha Soares	03/05/2016	880.740.218-15	Rua Major Quedinho,, 90, CONSOLAÇÃO, São Paulo, SP, Brasil, CEP 01050-030, Telefone (11) 3848580, Fax (111) 38485800, e-mail: jairo.soares@bdobrazil.com.br

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0003-90
Data Início	21/07/2020
Descrição do serviço contratado	Auditoria externa independente das demonstrações contábeis societárias para os exercícios sociais a se encerrarem em 31 de dezembro de 2020 a 2024, e revisão trimestral das informações contábeis para os períodos a se findarem em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro, dos respectivos anos.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração dos auditores independentes relativa aos serviços de auditoria externa prestados no último exercício social correspondeu a um montante de R\$ 607.958,87.
Justificativa da substituição	Não aplicável.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico	DATA_INICIO_ATUACAO	CPF	Endereço
Alexandre Vinicius Ribeiro de Figueiredo	01/04/2020	034.149.647-24	RUA ARQUITETO OLAVO REDIG DE CAMPOS, 105, TORRE A, Vila São Francisco, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04711-904, Telefone (11) 39401500, Fax (11) 39401501, e-mail: alexandrefigueiredo@kpmg.com.br

2.3 - Outras Informações Relevantes

2.3 - Outras Informações relevantes

A Administração da Companhia entende que os serviços mencionados nos itens 2.1 e 2.2 deste Formulário de Referência são caracterizados como serviços relacionados à auditoria e, por consequência, não afetam a independência e objetividade do auditor independente contratado. A escolha dos auditores independentes da Companhia é de competência do Conselho de Administração e, ao contratar outros serviços que não de auditoria externa de seus auditores, a Companhia atua conforme as suas políticas de modo a preservar a independência do auditor seguindo os seguintes princípios: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho; (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia; e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

A Companhia não tem nenhuma situação de desacordo com as regras de independência para os auditores independentes conforme NBC PA 02 - Independência, aprovada pela Resolução do Conselho Federal de Contabilidade nº 1.267/2009.

Adicionalmente, a Companhia reitera que não há transferências relevantes de serviços ou recursos entre os auditores e partes relacionadas com a Companhia, conforme definidas na Deliberação CVM nº 642/10, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 05(R1).

3.1 - Informações Financeiras - Individual

(Reais)	Exercício social (31/12/2021)	Exercício social (31/12/2020)	Exercício social (31/12/2019)
Patrimônio Líquido	3.486.805.000,00	3.230.548.000,00	3.114.051.000,00
Ativo Total	11.237.851.000,00	9.366.384.000,00	8.664.706.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	8.109.507.000,00	5.993.064.000,00	5.377.077.000,00
Resultado Bruto	919.195.000,00	519.022.000,00	563.858.000,00
Resultado Líquido	488.587.000,00	265.181.000,00	404.905.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	77.855.299	77.855.299	77.855.299
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	44,785712	41,494260	39,997933
Resultado Básico por Ação	6,275578	3,406080	5,200700
Resultado Diluído por Ação	6,28	3,41	5,20

3.2 - Medições Não Contábeis

3.2 - Medições não contábeis

(a) valor das medições não contábeis

EBITDA

O EBITDA, também conhecido como LAJIDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro, Depreciação e Amortização) é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, em consonância com a Instrução da CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, conciliada com suas demonstrações financeiras e consiste no lucro líquido, acrescido pelo resultado financeiro líquido, pelas receitas (despesas) de imposto de renda e contribuição social e por todos os montantes de depreciação e amortização. Como as receitas e despesas financeiras, depreciação e amortização não são incorporadas ao cálculo do EBITDA, este se apresenta como um indicador do desempenho econômico operacional obtido pela Companhia e que, portanto, não é afetado por: (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização.

O EBITDA não é medida reconhecida pelas 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 nem para fins regulatórios, tampouco devem ser considerados isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medidas de liquidez e não devem ser considerados como base para distribuição de dividendos.

A seguir são demonstrados os valores do EBITDA para os últimos três exercícios sociais:

Medições não contábeis	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
(R\$ mil, exceto %)			
EBITDA	1.235.493	809.745	814.208

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

A seguir são apresentadas as reconciliações do lucro líquido para o EBITDA da Companhia para os últimos três exercícios sociais:

3.2 - Medições Não Contábeis

Reconciliação do lucro (prejuízo) para o EBITDA	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
(em milhares de R\$)			
(=) Lucro (prejuízo) líquido	488.587	265.181	404.905
(-) Resultado financeiro	(269.026)	(150.345)	(71.931)
(+/-) Tributos sobre o lucro	(161.582)	(103.496)	(87.022)
(-) Depreciação e amortização	(316.298)	(290.723)	(250.350)
(=) EBITDA	1.235.493	809.745	814.208

(c) motivo pelo qual tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

O EBITDA é utilizado como medida de desempenho econômico operacional da Companhia pela administração da Companhia, por ser medida prática que melhor reflete a geração de caixa advinda dos resultados operacionais da Companhia. O EBITDA é informação adicional às demonstrações financeiras e não deve ser utilizado em substituição aos resultados auditados. O EBITDA não é medida reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelo IFRS, emitidas pelo IASB. Não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias.

3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Eventos subsequentes às demonstrações financeiras apresentadas em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021

Operação de Mútuo

Em janeiro e fevereiro, com necessidade de capital de giro a Companhia captou três novas operações de mútuos com vencimentos para março e abril de 2022. Segue abaixo detalhamento das operações contratadas com a sua controladora Enel BR:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a %	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantias
Mútuo III	70.429	05/02/2022	02/03/2022	CDI + 1,08% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo IV	110.556	31/01/2022	02/03/2022	CDI + 1,08% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo V	100.638	15/02/2022	18/04/2022	CDI + 0,73% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A

Reajuste Tarifário Anual – ANEEL

Em 19 de abril de 2022, a ANEEL homologou o índice do reajuste tarifário anual da Enel Distribuição Ceará. A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +13,43% composto por reajuste econômico de +12,88% e componente financeiro de +0,55%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +24,85%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário 2022	
Encargos Setoriais	4,02%
Custos de Transmissão	-1,04%
Custos de Aquisição de Energia	4,32%
Parcela A	7,30%
parcela B	5,58%
Reajuste Econômico	12,88%
CVA Total	8,28%
Bandeira Escassez Hídrica	-2,18%
Conta Escassez Hídrica	-1,95%
Remanescente escassez hídrica	-1,99%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	-2,93%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,32%
Componentes Financeiros	0,55%
Reajuste Total	13,43%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	11,42%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	24,85%

Dessa forma, as Parcelas A e B da Companhia, após o Reajuste Tarifário, tiveram os seguintes impactos:

- (i) Parcela A: Reajustada em 11,55%, representando 7,30% no reposicionamento econômico com os seguintes componentes:

3.3 - Eventos Subsequentes às Últimas Demonstrações Financeiras

- Encargos setoriais - aumento de 36,95%, representando 4,02% no reajuste econômico em função, principalmente, do aumento do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (USO);
 - Energia comprada - aumento de 9,60%, decorre principalmente do aumento dos contratos de disponibilidade de energia nova. Percebe-se também uma significativa contribuição do custo decorrente do contrato bilateral. O aumento do custo da compra de energia representa 4,32% no reajuste econômico; e
 - Encargos de Transmissão - os custos de transmissão tiveram uma variação de -14,25%, correspondendo a um efeito de -1,04% no reajuste econômico. Sobre esse item, destaque para a publicação das Resoluções Homologatórias nº 2.959 e 2.896, ambas de 2021, as quais aprovaram, respectivamente, as novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão e as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).
- (ii) Parcela B: Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 15,16%, representando uma participação de 5,58% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:
- IGP-M de 14,77%, no período de 12 meses findos em março de 2022; e
 - Fator X de -0,39 %, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +1,17%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,48%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -1,09%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

3.4 - Política de destinação dos resultados

	2021	2020	2019
a. regras sobre retenção de lucros	Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social da Companhia. Em 31 de dezembro de 2021, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei nº 6.404/76, o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de 5% do lucro do exercício para constituição de reserva legal até atingir 20% do capital social e o lucro remanescente será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, a qual não poderá exceder 100% do valor do capital subscrito.	Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social da Companhia. Em 31 de dezembro de 2020, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei nº 6.404/76, o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de 5% do lucro do exercício para constituição de reserva legal até atingir 20% do capital social e o lucro remanescente será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, a qual não poderá exceder 100% do valor do capital subscrito.	Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social da Companhia. Em 31 de dezembro de 2019, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei nº 6.404/76, o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de 5% do lucro do exercício para constituição de reserva legal até atingir 20% do capital social e o lucro remanescente será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, a qual não poderá exceder 100% do valor do capital subscrito.
a.i. valores das retenções de lucros	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, a Companhia registrou um lucro líquido de R\$ 455,0 milhões, o qual foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária realizada em 12 de abril de 2022, sendo que (i) R\$ 337,2 milhões foram destinados à reserva de reforço de capital de giro da Companhia; e (ii) do lucro passível de distribuição, R\$ 131,3 milhões foram distribuídos como dividendos.	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020, a Companhia registrou um lucro líquido de R\$ 265,2 milhões, o qual foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária realizada em 26 de abril de 2021, sendo que (i) R\$ 46,1 milhões foram destinados à reserva de Incentivo Fiscal; (ii) R\$ 44,4 milhões foram destinados à reserva de reforço de capital de giro da Companhia; e (iii) do lucro passível de distribuição, R\$ 164,6 milhões foram distribuídos como dividendos.	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, a Companhia registrou um lucro líquido de R\$ 404,9 milhões, o qual foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária realizada em 28 de abril de 2020, sendo que (i) R\$ 74,3 milhões foram destinados à reserva de Incentivo Fiscal; (ii) R\$ 167,8 milhões foram destinados à reserva de reforço de capital de giro da Companhia; e (iii) do lucro passível de distribuição, R\$ 165,3 milhões foram distribuídos como dividendos.
a.ii. percentuais em relação aos lucros totais declarados	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, os percentuais das retenções em relação ao lucro total declarado foram os seguintes: (i) 28,86% foi destinado à distribuição de dividendos; e (ii) 74,10% foi destinado à reserva de reforço de capital de giro da Companhia.	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020, os percentuais das retenções em relação ao lucro total declarado foram os seguintes: (i) 17,38% foram destinados à reserva de Incentivo Fiscal; e do lucro passível de distribuição (ii) 75,00% foi destinado à distribuição de dividendos; e (iii) 16,76% foi destinado à reserva de reforço de capital de giro da Companhia.	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, os percentuais das retenções em relação ao lucro total declarado foram os seguintes: (i) 18,34% foram destinados à reserva de Incentivo Fiscal; e do lucro passível de distribuição (ii) 50,00% foi destinado à distribuição de dividendos; e (iii) 41,45% foi destinado à reserva de reforço de capital de giro da Companhia.
b. regras sobre distribuição de dividendos	Em 31 de dezembro de 2021, o estatuto social da Companhia previa que pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, fosse anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório, respeitados os seguintes percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais (i) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A; e (ii) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.	Em 31 de dezembro de 2020, o estatuto social da Companhia previa que pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, fosse anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório, respeitados os seguintes percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais (i) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A; e (ii) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.	Em 31 de dezembro de 2019, o estatuto social da Companhia previa que pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, fosse anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório, respeitados os seguintes percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais (i) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A; e (ii) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.

3.4 - Política de Destinação Dos Resultados

c. periodicidade das distribuições de dividendos	O pagamento de dividendos da Companhia ocorre anualmente. No entanto, nos termos do estatuto social da Companhia, os órgãos da administração da Companhia, <i>ad referendum</i> da Assembleia Geral, poderiam declarar dividendos intermediários, sob quaisquer das modalidades facultadas pelo art. 204 da Lei nº 6.404/76, mediante levantamento de balanço intermediário, sendo que os dividendos intermediários seriam deduzidos do montante dos dividendos devidos ao encerramento de cada exercício social	O pagamento de dividendos da Companhia ocorre anualmente. No entanto, nos termos do estatuto social da Companhia, os órgãos da administração da Companhia, <i>ad referendum</i> da Assembleia Geral, poderiam declarar dividendos intermediários, sob quaisquer das modalidades facultadas pelo art. 204 da Lei nº 6.404/76, mediante levantamento de balanço intermediário, sendo que os dividendos intermediários seriam deduzidos do montante dos dividendos devidos ao encerramento de cada exercício social	O pagamento de dividendos da Companhia ocorre anualmente. No entanto, nos termos do estatuto social da Companhia, os órgãos da administração da Companhia, <i>ad referendum</i> da Assembleia Geral, poderiam declarar dividendos intermediários, sob quaisquer das modalidades facultadas pelo art. 204 da Lei nº 6.404/76, mediante levantamento de balanço intermediário, sendo que os dividendos intermediários seriam deduzidos do montante dos dividendos devidos ao encerramento de cada exercício social.
d. eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	De acordo com os contratos financeiros e debêntures emitidas pela Companhia, a Companhia não poderá efetuar declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista em tais operações. Para mais informações a respeito dos referidos contratos financeiros e debêntures, vide os itens 10.1(f)(iii) e 18.5 deste Formulário de Referência.	De acordo com os contratos financeiros e debêntures emitidas pela Companhia, a Companhia não poderá efetuar declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista em tais operações. Para mais informações a respeito dos referidos contratos financeiros e debêntures, vide os itens 10.1(f)(iii) e 18.5 deste Formulário de Referência.	De acordo com os contratos financeiros e debêntures emitidas pela Companhia, a Companhia não poderá efetuar declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista em tais operações. Para mais informações a respeito dos referidos contratos financeiros e debêntures, vide os itens 10.1(f)(iii) e 18.5 deste Formulário de Referência.
e. política de destinação de resultados	A Companhia possui Política de Destinação de Resultados, aprovada na Reunião do Conselho de Administração de 23 de setembro de 2020.	A Companhia possui Política de Destinação de Resultados, aprovada na Reunião do Conselho de Administração de 23 de setembro de 2020.	A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019.

3.5 - Distribuição de Dividendos E Retenção de Lucro Líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2021	Exercício social 31/12/2020	Exercício social 31/12/2019
Lucro líquido ajustado	455.035.552,02	265.181.441,72	330.684.655,39
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	28,856842	75,000000	50,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	14,012456	8,208545	13,002500
Dividendo distribuído total	131.000.000,00	164.561.934,41	165.342.327,70
Lucro líquido retido	323.726.664,01	100.619.507,31	167.823.121,60
Data da aprovação da retenção	12/04/2022	26/04/2021	28/04/2020

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Juros Sobre Capital Próprio						
Ordinária	72.235.913,31	29/11/2021				
Preferencial	42.457.815,23	29/11/2021				
Preferencial	2.306.271,46	29/11/2021				
Dividendo Obrigatório						
Ordinária	8.834.321,31	31/12/2022	33.866.896,50	31/12/2021	102.082.513,27	31/12/2020
Preferencial	5.192.513,87	31/12/2022	19.905.812,07	31/12/2021	3.259.181,98	31/12/2020
Preferencial	282.052,82	31/12/2022				
Preferencial			1.081.269,57	31/12/2021		
Preferencial					60.000.632,49	31/12/2020

3.6 - Declaração de Dividendos À Conta de Lucros Retidos ou Reservas

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

A Companhia, nos últimos três exercícios sociais, não declarou dividendos em contrapartida às contas de lucros retidos ou reservas de lucros constituídas em exercícios sociais anteriores.

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	7.751.046.000,00	Índice de Endividamento	2,22296515	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2021)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Empréstimo	Garantia Real		0,00	15.494.462,54	0,00	0,00	15.494.462,54
Financiamento	Garantia Real		54.949.256,44	100.320.743,28	96.913.128,00	64.608.752,00	316.791.879,72
Empréstimo	Quirografárias		342.116.505,26	1.069.270.759,29	500.187.310,16	288.769,83	1.911.863.344,54
Títulos de dívida	Quirografárias		348.258.766,89	948.409.931,66	134.213.095,16	0,00	1.430.881.793,71
Total			745.324.528,59	2.133.495.896,77	731.313.533,32	64.897.521,83	3.675.031.480,51

Observação

As informações acima referem-se às informações contábeis da Companhia. O total demonstrado na tabela acima considera o saldo de empréstimos, financiamentos e debêntures. A separação dos valores das obrigações da Companhia em função das garantias atreladas utilizou as categorias garantia real, garantia fluante e quirografária, bem como outro tipo de garantia ou privilégio: Quirografárias: contemplam também as garantias fidejussórias que são as fianças e avais corporativos dados pela controladora, bem como os demais passivos sem garantia específica. Garantias Reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária, cessão fiduciária e penhor de quotas; Garantias Flutuantes: são aquelas que asseguram privilégio geral sobre o ativo da Companhia, mas não impedem a negociação dos bens que compõem esse ativo. A Companhia não possui obrigações com esta categoria de garantias.

3.9 - Outras Informações Relevantes

3.9 - Outras informações relevantes

Informações adicionais ao item 3.7

Nos contratos de dívidas da Companhia existem cláusulas de inadimplemento cruzado, que são condições padrões em instrumentos de financiamento em geral, de forma que a declaração de vencimento antecipado do saldo em aberto de determinada dívida, poderá constituir hipótese de vencimento antecipado de outras dívidas. Atualmente, a Companhia é devedora em emissões de debêntures simples cujos instrumentos contemplam hipóteses de vencimento antecipado automático da respectiva dívida em caso de declaração de vencimento antecipado de outras dívidas.

A Companhia não tem como garantir que não irá contrair outras dívidas cujos instrumentos/contratos prevejam cláusula de inadimplemento cruzado, bem como não pode garantir que as dívidas correspondentes não vencerão antecipadamente. Na hipótese de vencimento antecipado das dívidas, os seus ativos e fluxo de caixa poderão ser insuficientes para quitar o saldo devedor.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Os investidores dos nossos títulos e valores mobiliários devem considerar de forma cuidadosa os riscos específicos relacionados à Companhia e aos nossos títulos e valores mobiliários. Devem ser consideradas, à luz das circunstâncias financeiras e dos objetivos do investimento, todas as informações constantes neste Formulário de Referência, em particular, os fatores de risco abaixo relacionados.

Os investidores devem observar, ainda, que os riscos abaixo relacionados não são os únicos riscos aos quais estamos sujeitos. Há outros fatores de risco adicionais que atualmente consideramos improváveis ou dos quais atualmente não temos conhecimento, que, todavia, podem acarretar efeitos similares aos dos riscos abaixo relacionados.

(a) Riscos relacionados à Companhia

O desempenho operacional e econômico-financeiro da Companhia pode ser afetado, desfavoravelmente, por surtos de doenças transmissíveis, no Brasil e/ou no mundo, a exemplo da pandemia declarada pela Organização Mundial de Saúde (“OMS”) em razão da disseminação do novo coronavírus (“COVID-19”). A extensão da pandemia da COVID-19, a percepção de seus efeitos, ou a forma pela qual tal pandemia impactará nossos negócios depende de desenvolvimentos futuros, que são altamente incertos e imprevisíveis, podendo resultar em efeito adverso relevante em nossos negócios.

Em 11 de março de 2020, a OMS declarou a pandemia da COVID-19, doença causada pelo novo coronavírus (Sars-Cov-2). Na prática, a declaração significou o reconhecimento pela OMS de que, desde então, o vírus se disseminou por diversos continentes com transmissão sustentada entre as pessoas.

A declaração da pandemia da COVID-19 pela OMS desencadeou severas medidas restritivas por parte de autoridades governamentais no mundo todo, a fim de tentar controlar o surto, resultando em restrição a atividades econômicas não-essenciais e no fluxo de circulação de pessoas, provocando inclusive interrupções na cadeia de suprimentos global. No Brasil, e em nossa área de concessão, medidas para impedir ou retardar a propagação da doença, como o isolamento social, foram adotadas, e resultaram no fechamento de grandes centros comerciais, áreas de grande circulação, parques e demais espaços públicos, além da paralisação de atividade de diversos setores.

Mais especificamente para a nossa operação, considerando o atual contexto da pandemia da COVID-19, os impactos na economia mundial levam a contração dos níveis de consumo de energia em nossa área de concessão. A desaceleração econômica, indiretamente, pode levar a um maior nível de inadimplência e perdas comerciais de energia, o que, em cenários prolongados, pode vir a pressionar nossos fluxos de caixa, níveis de alavancagem e capacidade de execução dos nossos investimentos. Nesse sentido, alteração no contexto macroeconômico e operacional em decorrência da pandemia da COVID-19 pode levar a Companhia a reconhecer impactos contábeis.

Adicionalmente, podem surgir novas variantes da COVID-19, que podem causar um aumento significativo no número de infecções e óbitos, o que poderá prolongar a pandemia da COVID-19 no Brasil e em todo o mundo e resultar em novos períodos de quarentena e *lockdown*, restrições a viagens e transporte público, fechamento prolongado de locais de trabalho, interrupções na cadeia de suprimentos e redução geral no consumo.

Caso a pandemia da COVID-19 se agrave ou novas ondas da doença se disseminem globalmente, e em particular pelo Brasil, a Companhia pode enfrentar novamente a obrigação de fechamento de espaços de trabalho e outras restrições operacionais, por períodos prolongados de tempo devido a, entre outros fatores, normas governamentais, que se encontram em constante mutação, inclusive diretivas de saúde pública, políticas de quarentena, medidas de distanciamento social ou até mesmo um *lockdown*. Nesse caso, a Companhia não pode garantir que as providências que têm tomado e que deverá tomar serão suficientes para impedir um impacto negativo em seus negócios.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

A pandemia da COVID-19 traz impactos também na esfera trabalhista, devido às obrigações de adoção de medidas preventivas e mitigadoras de riscos de contaminação no ambiente de trabalho. Ainda, há o risco de sua responsabilização por eventual reconhecimento de doença ocupacional. Contudo, por ser um risco epidemiológico, a Companhia não pode assegurar que seus empregados não sejam contaminados, afetando as operações da Companhia.

Considerando que a Companhia não pode prever a duração da retração econômica decorrente do isolamento social, e seu impacto em seu mercado e sua receita, nem a eficácia das ações que estão sendo debatidas pelo Governo Federal e pelo órgão regulador para mitigar os efeitos da crise, ainda não é possível fazer uma estimativa precisa dos possíveis impactos desse cenário na liquidez financeira da Companhia, nos resultados das operações e no preço de mercado dos valores mobiliários. A extensão em que o surto da COVID-19 afetará nossos negócios dependerá de condições futuras. Mesmo após o atual surto da COVID-19 diminuir, podemos continuar a registrar impactos materialmente adversos em nossos negócios como resultado de seu efeito na economia global.

Por fim, o impacto da pandemia da COVID-19 também pode precipitar ou agravar os outros riscos descritos neste Formulário de Referência.

A construção, expansão e a operação de nossas instalações e equipamentos de distribuição de energia envolvem riscos significativos que poderão causar a perda de receitas ou aumento de despesas.

A construção, a expansão e a operação de nossas unidades e equipamentos para a distribuição de energia, bem como o fornecimento de energia, envolvem muitos riscos, incluindo:

- (i) dificuldade em atender à demanda solicitada por clientes;
- (ii) frustração do crescimento do consumo resultando em perda de receita;
- (iii) falha em completar os cronogramas de trabalho (energização) dentro do prazo estipulado no contrato de fornecimento com o cliente;
- (iv) incapacidade de obter autorizações e aprovações governamentais exigidas;
- (v) interrupções devido a interferências climáticas e hidrológicas;
- (vi) problemas de engenharia, regulatórios e/ou ambientais não previstos;
- (vii) interrupções de fornecimento e serviço;
- (viii) indisponibilidade de equipamentos;
- (ix) explosões e incêndios;
- (x) incapacidade de contratar empresas terceirizadas;
- (xi) paralisações de trabalho, tensões trabalhistas e sociais;
- (xii) medidas governamentais intervencionistas;
- (xiii) crises de saúde pública e pandemias;
- (xiv) sabotagem, vandalismo e furto;
- (xv) interferência relacionada à exposição da população à rede elétrica;
- (xvi) interferência relacionada ao compartilhamento das redes de telecomunicações nos postes da Companhia;
- (xvii) insolvência e nível baixo de desempenho de empresas contratadas e terceiros;
- (xviii) aumento nas perdas de energia, incluindo perdas comerciais e técnicas;
- (xix) aumento da inadimplência dos clientes;
- (xx) atrasos de construção e operacionais ou custos acima do previsto;
- (xxi) aumento dos custos de empresas contratadas devido a mudanças na regulamentação trabalhista, de segurança e de saúde ou na demanda do mercado;
- (xxii) incapacidade de adquirir energia elétrica;
- (xxiii) incapacidade de revender excesso de energia elétrica comprada;
- (xxiv) indisponibilidade de financiamento adequado;
- (xxv) ineficácia de nossos sistemas de telecomunicações;
- (xxvi) ineficácia de nossos sistemas informatizados; e
- (xxvii) falha em nosso sistema comercial e operacional.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Caso enfrentemos esses ou outros problemas, poderemos não conseguir distribuir energia em quantidades compatíveis com as nossas estimativas, o que poderá ter um efeito prejudicial sobre nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Além disso, no curso normal de nossas atividades, compramos equipamentos nacionais e importados e contratamos terceiros especializados para o desenvolvimento, a operação e manutenção de nossas instalações, incluindo nosso Centro de Processamento de Dados. A implementação de nossos projetos depende do fornecimento de equipamentos e serviços por empresas contratadas altamente especializadas. Na hipótese em que os equipamentos que recebemos e os serviços prestados a nós por terceiros estejam abaixo dos níveis de qualidade aceitáveis, poderemos não conseguir cumprir nossas obrigações com os órgãos reguladores e poderemos sofrer uma redução em nossa capacidade de distribuição de energia, afetando substancial e negativamente a nós e a nossa reputação. Além disso, a prestação de serviços de qualidade precária poderá desvalorizar nossas atividades e fazer com que incorramos em custos adicionais e multas, reduzindo nosso lucro. Da mesma forma, a suspensão ou rescisão não programada de nossos contratos de fornecimento de equipamentos ou de serviços poderá nos afetar substancial e negativamente, e os eventos ou interrupções não previstos enfrentados por nossos fornecedores, bem como as dificuldades na contratação de novos fornecedores, poderão afetar a qualidade ou o fornecimento de energia, o que poderá ter um impacto negativo sobre nossas margens, resultando em obrigação de compensações aos clientes, multas e até mesmo a caducidade da concessão.

Uma vez que parte significativa de nossos bens está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais ou servir como garantia em contratos de financiamento.

Conforme o previsto na legislação, na Constituição Federal e no contrato de concessão, na prestação do serviço público de energia elétrica há bens móveis e imóveis utilizados na gestão dos serviços que pertencem ao Poder Concedente e são transferidos ao concessionário para uso enquanto vigor a concessão, outros adquiridos pelo concessionário no curso da concessão, além daqueles que são próprios do concessionário e com ele permanecerão após a extinção do contrato.

Os bens pertencentes ao Poder Concedente e os adquiridos durante a concessão e que são afetos à prestação do serviço serão revertidos ao Poder Concedente ao término da concessão por serem necessários ao serviço público de energia elétrica. Em regra, os bens de propriedade do concessionário não são passíveis de reversão, apenas aqueles eventualmente previstos e de forma expressa no ato licitatório e no contrato de concessão, mediante transferência de titularidade ao Poder Concedente.

Esses bens de propriedade do Poder Concedente e os afetos à prestação do serviço, adquiridos durante a concessão, não estão disponíveis para liquidação na hipótese de falência da Companhia e não podem ser utilizados como garantia na execução de qualquer decisão judicial, pois estão vinculados à prestação de um serviço público essencial.

O Contrato de Concessão e a legislação vedam que a concessionária possa dispor desses bens. Excepcionalmente, ativos vinculados à concessão, que não sejam diretamente relacionados aos serviços de eletricidade poderão ser oferecidos em garantia, desde que sua eventual alienação não prenuncie risco à operacionalização e à continuidade do serviço e que a operação seja vinculada ao objeto da delegação, mediante anuência prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") e nos casos, inclusive, que venham esses bens a se tornar inservíveis, há procedimentos específicos a serem seguidos para que se desvinculem à prestação do serviço público de energia elétrica.

A regra geral é de que o valor dos bens reversíveis, que tiverem sido adquiridos, implementados ou melhorados pelo concessionário, deve ser integralmente amortizado no prazo da concessão. Se os investimentos realizados para aquisição, manutenção ou melhoria dos bens reversíveis – tanto os de propriedade do Poder Concedente quanto os de propriedade do concessionário –

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

ainda não tiverem sido integralmente amortizados, o concessionário deverá ser indenizado pelo saldo existente no momento de extinção do contrato.

O controle contábil desses bens vinculados constitui uma obrigação regulamentar da Companhia, sujeito à avaliação periódica do Poder Concedente em fiscalizações, processos tarifários, assim como no momento da extinção da concessão, quando é apurada a indenização cabível.

Dessa forma, a indenização dos bens vinculados por extinção da concessão fica sujeita à avaliação prévia pelo Poder Concedente, de acordo com os critérios setoriais estabelecidos, de modo que o valor de mercado dos ativos disponíveis a nossos acionistas na hipótese de liquidação pode não ser compatível com o valor de mercado dos ativos revertidos ao Poder Concedente.

O nosso grau de endividamento, bem como as disposições restritivas em nossos contratos financeiros (covenants) poderão afetar negativamente nossa capacidade de operar nosso negócio e de efetuar o pagamento de nossas dívidas. Qualquer inadimplemento decorrente de descumprimento, por nós, de nossas obrigações contratuais nos termos de nossos contratos de financiamento poderá nos afetar substancial e negativamente.

Nossa dívida bruta, em 31 de dezembro de 2021, era de R\$ 3.714 bilhões. Sujeito aos termos dos instrumentos de dívida e aprovações regulamentares, poderemos incorrer em dívida adicional no futuro para amortizar parte de nossas dívidas existentes conforme se tornem devidas. Poderemos, ainda, incorrer em dívida adicional periodicamente para financiar investimentos ou para outros fins, sujeito às restrições aplicáveis às nossas dívidas atuais.

Além disso, alguns de nossos contratos de financiamento contêm cláusulas restritivas ao nosso negócio. Algumas dessas cláusulas podem nos impedir de incorrer em dívida adicional ou efetuar pagamentos restritos, incluindo a distribuição de dividendos, caso algum índice financeiro não seja cumprido. Esses índices são medidos por meio do nível de endividamento líquido da Companhia em relação ao seu EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses (calculados de acordo com os critérios contidos em nossos instrumentos de dívida) e devem ser observados para não descumpirmos nossas obrigações de dívida. Assim, não podemos garantir que conseguiremos cumprir tais índices.

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

- i. aumento de nossa vulnerabilidade a condições econômicas, financeiras e setoriais negativas em geral;
- ii. necessidade de que dediquemos uma parte substancial de nossos fluxos de caixa das operações para o serviço da dívida, reduzindo assim a disponibilidade de nossos fluxos de caixa para o financiamento de despesas de capital;
- iii. limitação de nossa flexibilidade no planejamento ou reação a mudanças em nossas atividades e no setor em que atuamos; e
- iv. limitação de nossa capacidade de tomar emprestado recursos adicionais conforme necessário.

Nossa geração de caixa decorrente das operações poderá não ser suficiente para pagar o valor de principal, juros e outros valores devidos relacionados a nossas dívidas atuais e futuras e, nesse caso, poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições aceitáveis ou até mesmo de fazê-lo para refinarciá-las nossa dívida tão logo vencida ou se torne devida. Caso incorramos em dívidas adicionais, os riscos relacionados às nossas dívidas, incluindo nossa inadimplência com relação aos prazos de nossas dívidas, poderão aumentar. Na hipótese de estarmos inadimplentes nos termos de qualquer um de nossos contratos de financiamento, os saldos devedores nos termos desses contratos (incluindo principal, juros e quaisquer multas) poderão ser antecipados, o que poderá acionar as disposições sobre inadimplemento cruzado nos termos dos nossos outros contratos

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

de financiamento e, em vista de nosso nível de endividamento, afetar substancial e negativamente nossa situação financeira.

Nosso contrato de concessão está sujeito a rescisão antecipada, o que pode gerar perdas nos resultados. Além disso, poderemos não conseguir cumprir os termos do nosso contrato de concessão, o que poderia resultar em multas, outras sanções e, dependendo da gravidade do descumprimento, na rescisão da nossa concessão.

Nosso negócio de distribuição de energia é conduzido de acordo com a legislação brasileira e com o nosso Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica, conforme alterado (“**Contrato de Concessão**”), celebrado pela União, na qualidade de Poder Concedente, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Companhia, com prazo até 2028. Assim, somos dependentes do Contrato de Concessão e estamos sujeitos ao risco de que nossa concessão seja rescindida antecipadamente ou não seja renovada após a expiração do prazo.

Conforme dispõe a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou Lei de Concessões, uma concessão está sujeita à rescisão antecipada em algumas circunstâncias, como, por exemplo, em caso de descumprimento total ou parcial do contrato de concessão, retomada do serviço pelo Poder Concedente em caso de interesse público, rescisão amigável ou litigiosa, anulação do contrato de concessão, falência ou liquidação da concessionária, ou caso a concessionária não cumpra o plano de resultado e correção das falhas e transgressões em caso de uma intervenção imposta pela ANEEL.

Em caso de rescisão antecipada do Contrato de Concessão, não será possível conduzir nosso negócio e distribuir energia para nossos clientes na área abrangida por nosso Contrato de Concessão, e todos os ativos relacionados à concessão serão devolvidos ao Poder Concedente. Além disso, não há garantia de que receberemos indenização do governo brasileiro com relação aos ativos que não tiverem sido totalmente amortizados. Qualquer pagamento de indenização que recebermos poderá ser inferior ao valor residual dos ativos que devolvemos ao governo brasileiro. Assim, poderemos não ser indenizados pela perda de lucros futuros relacionados aos ativos de concessão. Ademais, tal pagamento poderia ser postergado por muitos anos. Caso nosso Contrato de Concessão seja rescindido por razões atribuíveis a nós, o valor de indenização a ser pago pode ser substancialmente reduzido por meio da aplicação de multas ou outras penalidades. Não podemos garantir que a indenização a ser recebida na hipótese de rescisão do Contrato de Concessão ou reversão de nossos ativos será adequada ou paga pontualmente.

De acordo com as disposições de nosso Contrato de Concessão e regulamentação aplicáveis, a ANEEL pode impor penalidades a nós caso descumpramos qualquer disposição do contrato ou caso violemos as leis e regulamentos aplicáveis. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades podem incluir os seguintes: advertência; multas de até 2% de nossa receita anual; embargo de obras; fechamento de instalações; suspensão temporária da participação em licitações a fim de obter novas concessões; intervenção administrativa; e rescisão da concessão.

A aplicação de quaisquer das sanções acima poderá afetar nossos custos, prejudicar nossa capacidade de conduzir nosso negócio e de prosseguir com nossos objetivos estratégicos, reduzir a disposição de nossos fornecedores para trabalhar conosco e resultar em publicidade negativa para nosso negócio.

Ademais, conforme dispõe a Lei nº 12.767/2012, poderemos sofrer a intervenção do agente regulador caso este entenda que há risco de fornecimento inapropriado de energia e violação de padrões contratuais, regulatórios e legais.

A rescisão antecipada de nosso Contrato de Concessão, a reversão de ativos e outras formas de intervenção governamental, bem como a aplicação de sanções a nós, poderão afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Por fim, a Companhia deve atender certas exigências para renovar seu Contrato de Concessão, e não pode garantir que seu Contrato de Concessão será renovado, que será renovado nos

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

mesmos termos e condições ou que conseguirá cumprir tais exigências. Caso o Contrato de Concessão não seja renovado ou seja renovado com condições menos favoráveis, os negócios, situação financeira e resultados operacionais da Companhia serão afetados negativamente.

Caso não consigamos controlar com sucesso as perdas de energia, os resultados de nossas operações e nossa condição financeira poderão ser adversamente afetados.

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são perdas causadas pelo consumo de elementos dentro de redes de distribuição, como a resistência interna dos transformadores e cabos elétricos, e ocorrem no curso normal de nossa distribuição de energia. As perdas comerciais resultam de conexões ilegais, fraude, deficiência na medição, erros de cobrança e questões semelhantes. Em virtude de condições econômicas e tarifas de energia, especialmente nos locais onde o fornecimento de energia é limitado, sofremos aumentos nas perdas de energia causadas por conexões ilegais, furto e fraude por parte de consumidores tentando evitar os limites de consumo ou burlar a medição real. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, registramos uma perda de energia de 16,32% sobre o total de energia injetada no sistema, em comparação a 16,30% no período correspondente em 2020.

A implementação de programas de redução de perdas exige investimentos substanciais e não podemos garantir que teremos à disposição os recursos necessários para esses investimentos. Também não podemos garantir que as estratégias que implementamos para combater as perdas de energia serão efetivas. Qualquer falha no combate efetivo às perdas de energia pode afetar substancial e negativamente nossos negócios e resultados financeiros e operacionais.

A parcela de nossas perdas de energia que for superior às perdas permitidas pela ANEEL não pode ser repassada por meio de aumentos nas tarifas. Aumentos nas perdas de energia não repassados a nossos clientes podem afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais. Além disso, não há garantia de que nossa perda máxima de energia permitida para fins regulatórios não será reduzida no futuro pela ANEEL, ou que outros parâmetros relacionados a perdas de energia poderão ser impostos, em cada caso afetando nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Nosso negócio exige despesas de capital substanciais e dependemos de fluxos de caixa de nossas operações e da disponibilidade contínua de financiamento de terceiros para implementar nosso programa de despesas de capital.

A manutenção de nossos ativos, nossa infraestrutura e nossos equipamentos exigem despesas de capital substanciais. Nossas despesas de capital (investimentos) foram de R\$ 1.088 bilhão no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. Devemos continuar a investir capital para manter os níveis de distribuição de energia conforme demanda do mercado e para aumentar nossa eficiência operacional. Não podemos garantir que conseguiremos obter recursos suficientes para concluir nosso programa de investimento em bens de capital ou atender outras exigências de liquidez e recursos de capital. A não obtenção dos recursos necessários pode atrasar ou impedir a conclusão de nosso programa de investimento em bens de capital e outros projetos, o que poderá ter um efeito negativo relevante sobre a operação e o desenvolvimento de nosso negócio. Para mais informações sobre os investimentos realizados pela Companhia, vide o item 10.8 deste Formulário de Referência.

A falta de proteção de informações pessoais e confidenciais pode nos afetar negativamente.

Gerenciamos e mantemos informações pessoais confidenciais de clientes pessoas físicas no curso normal do nosso negócio e, portanto, nossas atividades estão sujeitas às regras de proteção de dados previstas na legislação em vigor, em especial na Constituição Federal, Código de Defesa do Consumidor e na Lei nº 13.709/2018, denominada Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (“LGPD”) e no Marco Civil da Internet – Lei nº 12.965/2014 e seu Decreto Regulamentador – Decreto nº 8771/16. Divulgações não autorizadas, violações de segurança ou quaisquer infrações à legislação aplicável podem nos sujeitar a ações judiciais, bem como a danos que podem afetar substancial e negativamente nossos resultados operacionais, nossa

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

situação financeira e nossas perspectivas. Além disso, nossas atividades estão expostas a possíveis riscos de inobservância de políticas, conduta imprópria de funcionários ou negligência e fraude, o que poderá resultar em graves danos reputacionais ou financeiros. Nem sempre é possível desencorajar ou impedir a conduta imprópria de funcionários e as precauções que tomamos para detectar e prevenir essa atividade poderão nem sempre ser efetivas. Qualquer interrupção ou desaceleração substancial de nossos sistemas pode resultar na perda ou entrega de informações a nossos clientes com atrasos ou erros, incluindo dados relacionados a solicitações dos clientes, o que pode reduzir a demanda por nossos serviços e, conseqüentemente afetar substancial e negativamente nossos negócios e resultados operacionais.

A LGPD regula as práticas relacionadas ao tratamento de dados pessoais no Brasil, por meio de sistema normativo que impacta todos os setores da economia e prevê, dentre outras providências, os direitos dos titulares de dados pessoais, hipóteses em que o tratamento de dados pessoais é permitido (bases legais), obrigações e requisitos relativos a incidentes de segurança de dados pessoais, incluindo o vazamento e transferência de dados pessoais, bem como estabelece sanções para o descumprimento de suas disposições. Ainda, a LGPD estabeleceu poderes da Autoridade Nacional de Proteção de Dados (“ANPD”), responsável por elaborar diretrizes e aplicar as sanções administrativas, em caso de descumprimento da LGPD, tendo, posteriormente, no Decreto ^o 10.474/20 a regulamentação e criação da Estrutura Regimental da ANPD e seu quadro demonstrativo de Cargos. Tal decreto previu a entrada em vigor com a data da publicação da nomeação do Diretor -Presidente da ANPD no diário Oficial da União, o que ocorreu em 06/05/2020. Posteriormente, foi publicada a portaria nº 01 de 8 de março de 2021 que estabelece o Regimento Interno da ANPD.

O descumprimento de quaisquer disposições previstas em tal normativa tem como riscos: (i) a propositura de ações judiciais, individuais ou coletivas pleiteando reparações de danos decorrentes de violações, baseadas não somente na LGPD, mas na legislação esparsa e setorial sobre proteção de dados ainda vigente; e (ii) a aplicação das penalidades previstas no Código de Defesa do Consumidor e Marco Civil da Internet por alguns órgãos de defesa do consumidor, uma vez que estes já têm atuado neste sentido, antes mesmo da vigência da LGPD e da completa estruturação da ANPD, especialmente em casos de incidentes de segurança que resultem em acessos indevidos a dados pessoais.

Com a publicação da Resolução CD/ANPD nº 01, de 28 de outubro de 2021, que aprovou o Regulamento do Processo de Fiscalização e do Processo Administrativo Sancionador, iniciou-se os ciclos de monitoramento e fiscalização e a abertura de processos administrativos passíveis de sanções administrativas da LGPD, isto é, caso não haja a conformidade com a LGPD, a Companhia poderá estar sujeita às sanções administrativas, de forma isolada ou cumulativa, de advertência, obrigação de divulgação de incidente, bloqueio temporário e/ou eliminação de dados pessoais e 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 por infração. Além disso, a Companhia pode ser responsabilizada por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados, devido ao não cumprimento das obrigações estabelecidas pela LGPD.

Desta forma, falhas na proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia, bem como a inadequação à legislação aplicável, podem acarretar multas elevadas, divulgação do incidente para o mercado, eliminação dos dados pessoais da base, e até a suspensão de atividades, implicando custos que podem ter um efeito adverso negativo à reputação e aos resultados da Companhia. Decisões desfavoráveis ou em processos judiciais ou administrativos relacionados ao tema também podem ter um efeito adverso relevante sobre a Companhia.

A Companhia poderá não ser capaz de detectar comportamentos contrários à legislação e regulamentação aplicáveis e aos seus padrões de ética e conduta, o que pode ocasionar impactos adversos relevantes sobre seus negócios, situação financeira e resultados operacionais.

A Companhia está sujeita, entre outras, à Lei n.º 8.429/1992 (“Lei de Improbidade Administrativa”), à Lei nº 9.613/1998 (“Lei de Prevenção à Lavagem de Dinheiro”) e à

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Lei nº 12.846/13 (“**Lei Anticorrupção**”). Os processos de governança, gestão de riscos e *compliance* da Companhia podem não ser capazes de prevenir ou detectar (i) violações à Lei de Improbidade Administrativa, Lei Anticorrupção, Lei de Prevenção à Lavagem de Dinheiro ou leis similares, (ii) ocorrências de comportamentos fraudulentos e desonestos por parte de administradores, funcionários ou terceiros contratados para representar a Companhia, ou (iii) outras ocorrências de comportamentos não condizentes com princípios éticos, que possam afetar adversamente a reputação, negócios, condições financeiras e resultados operacionais da Companhia.

De acordo com a Lei Anticorrupção, as pessoas jurídicas consideradas culpadas por atos de corrupção poderão ficar sujeitas a multas no valor de até 20% do faturamento bruto do exercício anterior ao da instauração do processo administrativo ou, caso não seja possível estimar o faturamento bruto, a multa será estipulada entre R\$6.000,00 e R\$60.000.000,00. A Companhia poderá ainda vir a ser solidariamente responsabilizada pelo pagamento de multa e reparação integral do dano causado em razão de práticas contrárias à legislação e à regulamentação anticorrupção por seus controladores ou sociedades coligadas, os quais poderiam afetar material e adversamente a reputação, negócios, condições financeiras e resultados operacionais da Companhia.

A existência de quaisquer investigações, inquéritos ou processos de natureza administrativa ou judicial relacionados à violação de qualquer destas leis contra a administração, funcionários ou terceiros que agem em nome da Companhia pode resultar em: (i) multas e indenizações nas esferas administrativa, civil e penal; (ii) perda de licenças operacionais, com a decorrente responsabilização subsidiária ou solidária; (iii) proibição ou suspensão das atividades; e/ou (iv) perda de direitos de contratar com a administração pública, de receber incentivos ou benefícios fiscais ou quaisquer financiamentos e recursos da administração pública. Por conseguinte, todas essas circunstâncias poderão ocasionar um efeito adverso relevante sobre a reputação da Companhia, bem como sobre suas operações, condição financeira e resultados operacionais.

O risco decorrente da percepção negativa do nome da Companhia pelo envolvimento em qualquer uma das hipóteses acima por parte de clientes, contrapartes, acionistas, investidores, reguladores e a sociedade de modo geral pode ter origem em diversos fatores, inclusive os relacionados ao não cumprimento de obrigações legais, práticas de negócio inadequadas relacionadas a clientes, produtos e serviços, relacionamento com parceiros com postura ética questionável, má conduta de colaboradores, vazamento de informações, práticas anticoncorrenciais, falhas no processo de gestão de riscos, entre outros. A reputação da Companhia também pode ser impactada indiretamente por ações ilegais ou ilícitas praticadas por terceiros, parceiros de negócios ou clientes. Os danos à reputação da Companhia, multas, sanções ou imposições legais podem produzir efeitos adversos sobre os negócios, resultados operacionais e situação financeira da Companhia.

Alterações no preço utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado de curto prazo poderão afetar negativamente as companhias no setor de energia elétrica, incluindo a Companhia.

O preço no mercado de curto prazo, ou PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), é calculado diariamente, para o dia seguinte, em base horária e por submercado, e tem como base o custo marginal da operação. Os submercados do sistema de energia elétrica brasileiro são: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O PLD é calculado em base ex-ante (considerando informações fornecidas para disponibilidade de fornecimento e projeções de carga). O preço resultante desse cálculo é o preço base da liquidação de todas as sobras e déficits de energia contratada dos agentes.

Em dezembro de 2021, a ANEEL estabeleceu os valores do PLD em 2022, sendo R\$ 55,70/MWh o mínimo, R\$ 646,58/MWh o máximo estrutural, e R\$ 1.326,50 o máximo horário. O PLD máximo horário representa o limite de preço que o PLD pode atingir em uma determinada hora do mês, enquanto o PLD máximo estrutural representa o limite que a média dos PLDs horários de um mês pode atingir. A definição do PLD máximo estrutural tem por objetivo proteger o mercado de valores de PLD elevados e persistentes, durante um longo período, capaz de colocar em risco a

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

sustentabilidade financeira do setor. Já o PLD máximo horário visa adequar as regras de preço teto à implementação do preço horário e proporcionar maior eficiência ao mercado através de uma maior aproximação do PLD ao efetivo custo de operação do sistema interligado.

Os fatores que poderão afetar o PLD incluem (i) variações na oferta e demanda em um período determinado; (ii) reduções nas afluências e nos níveis dos reservatórios de usinas hidrelétricas; (iii) aumentos no despacho de usinas termelétricas; e (iv) atrasos no início das operações de novos geradores. A ocorrência de qualquer um desses fatores poderá levar a uma variação substancial do PLD, o que poderá resultar no aumento de custos na comercialização de energia no curto prazo, o que poderá consequentemente afetar negativamente nosso fluxo de caixa no curto prazo.

Segundo a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, uma distribuidora de energia deve contratar com antecedência, por meio de licitações públicas, 100% de suas necessidades projetadas de energia para distribuição a suas áreas de concessão, estando autorizada a repassar o custo de até 105% dessa energia aos consumidores. Superestimar ou subestimar a demanda pode ter consequências negativas. Considerando os vários fatores que afetam nossas análises de demanda de energia, incluindo, por exemplo, crescimento econômico e populacional, não podemos garantir que nossa demanda projetada por energia será precisa. Caso analisemos incorretamente a demanda e compremos menos ou mais energia do que precisamos e sejamos responsabilizados de acordo com a regulamentação aplicável, poderemos ser impedidos de repassar integralmente os custos de nossas compras de energia aos consumidores e também poderemos ser forçados a entrar no mercado de curto prazo para comprar energia por preços substancialmente mais elevados que os estabelecidos nos nossos contratos de compra de longo prazo (ou vendê-la por preços substancialmente menores que os estabelecidos nos momentos das compras de energia em leilões públicos).

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode afetar negativamente nosso negócio, nossos resultados operacionais e/ou nossa situação financeira.

Em 31 de dezembro de 2021, o saldo de nossos recebíveis (consumidores, revendedores e outros e contas a receber – acordos, circulante e não circulante) era de R\$ 2.351 milhões. Caso parte deste valor não seja pago, os nossos negócios e situação financeira poderão ser adversamente afetados.

O saldo total das contas vencidas em 31 de dezembro de 2021 era de aproximadamente R\$ 1.441 milhões e o índice de “cobrança” da Companhia, medido pelo valor arrecadado sobre valor faturado nos últimos doze meses, foi de 98,75%.

O nível de inadimplência dos nossos consumidores poderá ser afetado por fatores econômicos como níveis de renda, desemprego, taxas de juros, inflação, preço da energia e políticas setoriais.

A deterioração contínua ou futura da economia brasileira, especialmente nas áreas atendidas por nossas concessões, poderá afetar negativamente o setor de energia, inclusive a capacidade de pagamento de nossos consumidores e, consequentemente, nossos negócios e resultados financeiros. Além disso, interrupções no fornecimento de energia por companhias de distribuição em caso de inadimplência dos consumidores têm sido contestadas na justiça. Atualmente, as companhias de eletricidade no Brasil estão autorizadas a interromper o fornecimento de energia quando os clientes possuem uma dívida recente. Há, no entanto, uma discussão no Superior Tribunal de Justiça do Brasil (pedido de revisão nº Resp. 1412433 / RS) questionando se tal conduta é legal. Decisões judiciais contra companhias de distribuição ou novas regulamentações favoráveis a consumidores inadimplentes poderão afetar substancial e negativamente nossos negócios.

Adicionalmente, o corte de fornecimento de energia pela Companhia em caso de inadimplemento dos seus clientes pode ser questionado na justiça e, ainda, discute-se no legislativo a possibilidade de alteração nos procedimentos de corte de energia permitido às distribuidoras de energia, sendo que não há como assegurar que decisões judiciais contrárias à Companhia com

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

relação ao corte de fornecimento de energia e/ou que alterações nos procedimentos de corte de energia não ocasionarão efeitos adversos aos negócios e à situação financeira da Companhia.

A Companhia está sujeita a regulações setoriais que podem alterar sua forma de cobrança com proibição e/ou limitação de determinados instrumentos, como o corte. Estas restrições podem diminuir de forma considerável o poder da Companhia de receber os títulos inadimplidos. Além disto sua recuperação pode passar por discussões de longa data com o Poder Concedente para o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, se houver. Não obstante, em momento de grandes adversidades sociais e econômicas os governos, em qualquer esfera federativa, podem se valer de instrumentos, respaldados juridicamente, que também trazem o mesmo efeito sobre a cobrança da Companhia.

A Companhia não pode assegurar que conseguirá implementar todas as ações necessárias para reduzir o inadimplemento de seus clientes, e tampouco que, uma vez implementadas, tais medidas garantirão a eliminação da inadimplência. Em cada revisão tarifária, a ANEEL define o montante de receita para cobertura da inadimplência que cada distribuidora irá cobrar de seus clientes. Caso a despesa com inadimplência ultrapasse esse limite, as empresas não poderão repassar a totalidade desses custos por meio de reajustes de tarifa. O aumento dos índices de inadimplência além dos limites repassados às tarifas pode afetar negativamente a Companhia.

O aumento ou redução dos índices de inadimplência da Companhia podem afetar a arrecadação da Companhia, o que, conseqüentemente, poderá afetar a sua situação financeira e os seus resultados operacionais. O atual cenário de pandemia da COVID-19 pode potencializar os referidos impactos, considerando o crescimento da inadimplência dos consumidores e determinações que vedam o corte no fornecimento de energia elétrica.

Nosso crescimento depende da nossa capacidade de atrair e manter equipe técnica e administradores altamente qualificados.

Somos altamente dependentes do conhecimento da nossa equipe técnica e membros da nossa administração para a execução de nossas estratégias comerciais, o desenvolvimento e a implementação de nossos projetos e o gerenciamento de nossas operações. Há uma demanda alta por equipes técnicas e enfrentamos uma concorrência significativa por esses funcionários no mercado global de serviços. Oportunidades de trabalho atrativas no Brasil e no mundo poderão afetar nossa capacidade de contratar ou manter funcionários necessários. Caso não seja possível manter as pessoas chave, precisaremos atrair e treinar equipes técnicas adicionais, que poderão não estar prontamente disponíveis ou só poderão estar disponíveis com um aumento significativo dos custos e depois de treinamentos demorados. Caso não seja possível atrair a tempo e/ou manter as pessoas chave, poderemos não conseguir gerenciar nosso negócio de forma eficiente, o que poderá ter um efeito prejudicial substancial sobre nós.

Nossa margem de lucro relacionado à parcela da distribuição (Parcela B) poderá ser afetada negativamente pela variação e pelo desempenho insatisfatório do mercado de referência.

De acordo com a regulamentação vigente e com o Contrato de Concessão, o mercado de referência utilizado para a determinação das tarifas nos processos tarifários considera o mercado realizado no ano anterior (últimos doze meses). Ao calcular uma correção tarifária, a ANEEL usa o mercado de referência como base para determinar nossas tarifas para o próximo ciclo tarifário.

No caso de a Companhia realizar um desempenho inferior ao mercado de referência durante o ciclo tarifário, os resultados poderão ser afetados adversamente, o que pode, por sua vez, impedir que a Companhia cumpra com suas obrigações financeiras e outras obrigações com nossos acionistas (como, por exemplo, o pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio).

Poderemos ser afetados negativamente por decisões desfavoráveis em processos judiciais ou administrativos em andamento.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

A Companhia pode ser afetada negativamente por decisões desfavoráveis em processos judiciais ou administrativos em andamento, inclusive aqueles descritos nos itens 4.3 a 4.7 deste Formulário de Referência.

As provisões são estabelecidas somente para montantes relativos a processos que acreditamos que envolvem uma chance de perda provável e não para processos que acreditamos envolvem uma chance de perda possível ou remota. Não podemos garantir que as provisões sejam suficientes para cobrir eventuais perdas. Além disso, existem processos para os quais não podemos estimar custos e não foram provisionados montantes para perdas. Os efeitos de uma decisão desfavorável podem ter um impacto negativo no nosso negócio e em nossa situação financeira.

Além disso, não podemos assegurar que as provisões que estabelecemos para estas contingências e outras contingências serão suficientes para cobrir todos os pagamentos de danos, custos e despesas com relação a decisões desfavoráveis. Calculamos essas provisões com base na probabilidade de perda informada por nossos assessores jurídicos externos e internos e em nossas melhores estimativas a respeito de nossa exposição financeira em cada caso. Não podemos assegurar que uma decisão negativa com relação a quaisquer processos judiciais ou administrativos atuais ou futuros não poderá resultar em um impacto negativo relevante em nossos resultados operacionais, nossa situação financeira ou reputação.

As tarifas que cobramos pelas vendas de energia a Consumidores Cativos e as tarifas pela utilização do sistema de distribuição que cobramos dos Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela ANEEL de acordo com um contrato de concessão com o governo brasileiro; assim, nossas receitas operacionais podem ser afetadas negativamente caso a ANEEL tome decisões em relação às nossas tarifas que não sejam favoráveis à Companhia.

A ANEEL estabelece as tarifas que poderemos cobrar de nossos consumidores, de acordo com uma fórmula já estabelecida em nosso Contrato de Concessão, que podem variar de acordo com novas metodologias de cálculo implementadas por lei e/ou por resoluções da ANEEL.

Nosso Contrato de Concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que permite três tipos de ajustes tarifários: (i) Reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) Revisão tarifária periódica, ou RTP; e (iii) Revisão tarifária extraordinária, ou RTE.

Temos o direito de requerer, a cada ano, o reajuste tarifário anual, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações da nossa estrutura de custos que estão fora do nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição.

A ANEEL realiza, periodicamente, revisão tarifária que tem por objetivo compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores e incentivar as concessionárias a atingirem melhores níveis de eficiência. Dessa forma, a RTP visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice dos nossos reajustes tarifários anuais correntes.

As revisões extraordinárias das nossas tarifas podem ser realizadas a qualquer tempo, ou podem por nós ser pleiteadas. As revisões extraordinárias podem tanto afetar negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira, quanto compensar custos imprevisíveis (tais como tributos que afetem significativamente a nossa estrutura de custo). Para maiores informações sobre os reajustes tarifários, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

Não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas adequadas que permitam que os custos de aumentos nas tarifas sejam integralmente ou parcialmente repassados aos consumidores. Além disso, à medida que qualquer um desses ajustes não seja feito pela ANEEL quando necessário, nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais poderão ser afetados negativamente. Além disso, a ANEEL poderá não autorizar a recuperação

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

de todos os custos relacionados a nossos investimentos de capital e poderá exigir que as quantias recuperadas anteriormente sejam reembolsadas aos consumidores caso seja determinado que nossos investimentos de capital não foram prudentes ou foram resultantes de falhas em nossos controles internos, como a falha em registrar adequadamente o investimento de capital. Nossos resultados, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão, poderão ser adversamente afetados pelos reajustes e revisões de que trata este item.

O critério da ANEEL para revisão das nossas tarifas, bem como possíveis alterações na metodologia utilizada para calcular correções tarifárias periódicas, geram incerteza na operação de nossos negócios e poderá resultar em tarifas inferiores do que as que solicitamos ou previmos.

Se a Companhia não for capaz de negociar de forma adequada com os sindicatos aos quais os seus empregados são filiados, o negócio da Companhia poderá ser adversamente afetado.

Os empregados da Companhia são filiados a Sindicatos.

Atualmente, a Companhia possui acordos coletivos vigentes firmados com o sindicato, que deve ser renovado regularmente. Os negócios, resultados operacionais e situação financeira da Companhia podem ser afetados desfavoravelmente por uma falha em chegar a um acordo coletivo de trabalho com o sindicato que representa seus colaboradores, ou por um acordo com um sindicato que contenha termos que a Companhia considere desfavoráveis.

Caso a Companhia não chegue a um acordo com o sindicato, as autoridades judiciais podem impor um acordo coletivo de trabalho, o que pode aumentar significativamente os custos da Companhia.

A Companhia pode vir a precisar de capital adicional no futuro, que poderá ser captado com a emissão de valores mobiliários, o que poderá resultar em uma diluição da participação do investidor em suas ações.

A Companhia poderá vir a precisar de capital adicional no futuro, e esta captação poderá ser feita por meio da emissão de valores mobiliários, que poderão constituir participação acionária ou dívida. Caso a Companhia emita valores mobiliários que constituam participação acionária ou opção para sua aquisição, a participação societária dos investidores já existente em seu capital social poderá ser diluída.

Os proprietários das ações da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

De acordo com as regras sobre a distribuição de dividendos e para o pagamento de juros sobre o capital próprio da Companhia, estabelecidas pela Lei das Sociedades por Ações, a Companhia poderá não distribuir dividendos ou pagar juros sobre o capital próprio aos detentores de suas ações. Para mais informações sobre as regras de distribuição de dividendos e de pagamento de juros sobre o capital próprio da Companhia vide item 3.4 deste Formulário de Referência. A distribuição de dividendos, ou pagamento de juros sobre o capital próprio aos detentores de suas ações, é definida tendo em vista as perspectivas de disponibilidade de recursos da Companhia, as previsões de necessidades de autofinanciamento dos negócios, e a percepção de eventuais riscos extrínsecos e intrínsecos às atividades da Companhia.

(b) Riscos relacionados aos controladores, diretos e indiretos, da Companhia

A Enel SpA e a Enel Américas, acionistas controladores indiretos da Companhia, exercem influência significativa sobre a Companhia por meio da Enel Brasil S.A., e detém poderes de voto suficientes para nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia, tomar decisões estratégicas, financeiras, societárias e outras decisões pertinentes às demais áreas de negócio que venham a divergir das expectativas ou preferências dos acionistas não controladores ou detentores de outros valores mobiliários de emissão da Companhia. O acionista

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

controlador da Companhia poderá ter interesse em realizar aquisições, alienações de ativos, parcerias, busca de financiamentos, ou tomar outras decisões que podem ser conflitantes com os interesses dos demais acionistas e que podem não resultar em melhorias de nossos resultados operacionais, o que pode afetar adversamente a cotação de nossa ação.

(c) Riscos relacionados aos acionistas da Companhia

Entendemos que não estamos sujeitos a riscos relevantes cujas fontes sejam nossos acionistas.

(d) Riscos relacionados às controladas e coligadas da Companhia

A Companhia não possui sociedades controladas e entende não existir riscos relacionados a suas coligadas.

(e) Riscos relacionados aos fornecedores da Companhia

Falhas na transmissão de energia podem afetar a distribuição de eletricidade e afetar nossos negócios e reputação.

As companhias de transmissão elétrica são responsáveis por transmitir substancialmente toda a eletricidade distribuída por nós. Qualquer falha no fornecimento ou transmissão de eletricidade pode afetar nossa distribuição de eletricidade e afetar adversamente nossos negócios, reputação e relacionamentos com os clientes. Além disso, as falhas na distribuição de energia elétrica podem nos sujeitar à responsabilidade civil e penalidades do Poder Concedente na forma da regulamentação. Cumpre destacar que, no caso de suspensão de fornecimento, a ANEEL não faz distinções sobre a responsabilidade pelo evento, cabendo exclusivamente às distribuidoras ressarcirem os consumidores por eventuais danos, o que, conseqüentemente, pode afetar adversamente nossos negócios e resultados financeiros.

A Companhia adquire equipamentos nacionais e importados e contrata serviços terceirizados no exercício de suas atividades. Caso tais equipamentos não sejam entregues a contento ou os serviços não sejam executados de acordo com as especificações necessárias, a Companhia pode sofrer um impacto adverso em suas receitas e resultados operacionais.

A Companhia depende de terceiros para fornecerem os equipamentos utilizados em sua operação. O fornecimento e a prestação de serviços com qualidade eventualmente abaixo da prevista poderão gerar o não cumprimento de condições declaradas ao Poder Concedente, atrasos, e redução da capacidade de fornecimento de energia, afetando as receitas e a imagem da Companhia, acarretando custos adicionais e a diminuição da receita projetada, podendo causar um impacto adverso na situação financeira e nos resultados operacionais da Companhia. O mesmo poderá acontecer no caso de suspensão ou ruptura imprevista dos contratos de fornecimento de equipamentos ou de prestação de serviços, podendo causar os impactos acima descritos à Companhia.

A terceirização de certas operações pode ter um efeito adverso relevante sobre nós se considerarmos que estabelecemos uma relação de trabalho com nossos prestadores de serviços terceirizados de acordo com a legislação aplicável ou se nossos acordos com nossos prestadores de serviços terceirizados forem contestados nos tribunais trabalhistas brasileiros.

Nós terceirizamos certas operações para prestadores de serviços no curso normal de nossos negócios. Se os prestadores de serviços terceirizados que contratamos não atendem a quaisquer obrigações trabalhistas, previdenciárias e/ou tributárias, assim que temos ciência, os notificamos para cumprimento das obrigações contratuais. Caso tais obrigações recaiam na esfera judicial, há risco de sermos responsabilizados subsidiariamente, ou seja, podemos ser obrigados ao pagamento, na hipótese de insolvência da contratada, o que pode nos afetar negativa e substancialmente.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

As concessionárias de serviços de energia elétrica, tal como a Companhia, têm terceirizado parte de suas atividades com base no art. nº 25 da Lei de Concessões (Lei nº 8.987/95), a qual expressamente permite a terceirização de serviços acessórios, inerentes e correlatos. Em 31 de março de 2017, foi promulgada a Lei 13.429 permitindo a terceirização de "atividades principais", corroborando com os termos do art. 25 da Lei de Concessões.

Um racionamento de energia, em função da falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia e/ou condições hidrológicas adversas podem afetar negativamente o faturamento e a geração de caixa da Companhia.

Por ser uma empresa distribuidora de energia elétrica, a Companhia depende primordialmente da energia elétrica que lhe é suprida pelas empresas de geração de energia elétrica.

A matriz energética brasileira é composta principalmente por hidrelétricas, o que implica em uma forte dependência do volume de chuva incidente nos reservatórios e sua capacidade de armazenamento. A baixa média pluviométrica nos últimos anos acarretou redução dos níveis dos reservatórios e baixa capacidade hidrelétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

A falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia, somada à diminuição do nível de água dos reservatórios brasileiros, podem levar o Governo Federal a tomar medidas para redução do consumo de energia que poderão ter um impacto negativo na economia brasileira, no faturamento e na geração de caixa da Companhia.

Períodos de grande estiagem provocam a elevação do preço da energia no mercado à vista, que conseqüentemente, pode tornar os leilões de energia a serem realizados anualmente menos atrativos e com pouca oferta, uma vez que a venda através de leilões não alcança a magnitude de preços praticados no mercado à vista. Esta escassez de oferta pode ocasionar a exposição involuntária da Companhia ao mercado à vista de energia a preços substancialmente mais elevados que aqueles previstos em tarifa praticada aos consumidores. O resultado da diferença dos preços de compra de energia no mercado à vista e aquele previsto em tarifa causa descasamento no fluxo de caixa, que é recebido após reajuste tarifário, podendo causar impactos financeiros negativos à Companhia.

(f) Riscos relacionados aos clientes da Companhia

Podemos ser afetados negativamente por decisões desfavoráveis decorrentes de reclamações de órgãos de defesa do consumidor.

Como prestadores de serviços aos consumidores, estamos sujeitos a demandas ligadas aos órgãos de defesa do consumidor (ex: PROCON, IDEC etc.), tanto em âmbito administrativo quanto judicial. A atuação dos referidos órgãos em defesa do consumidor pode gerar a aplicação de multas decorrentes de falhas na prestação do serviço da Companhia, ou mesmo o ajuizamento de ações de natureza coletiva, de forma que a Companhia poderá ter que desembolsar valores e/ou criar políticas de parcelamento de dívidas fora do padrão usual praticado, os quais, ainda que não sejam passíveis de quantificação na data deste Formulário de Referência, podem representar em impacto financeiro substancial à Companhia e afetar adversamente seus negócios e sua situação financeira.

Somos estritamente responsáveis por quaisquer perdas e danos resultantes do serviço inadequado de distribuição de energia elétrica por nossas unidades de distribuição ou de falhas que não poderão ser atribuídas a nenhum outro agente específico do setor de energia. Nossas apólices de seguro contratadas poderão não cobrir totalmente essas perdas e danos, e a cobertura de seguro pode não estar disponível no futuro.

Segundo as leis brasileiras e regulamentação da ANEEL, como prestadores de um serviço público, somos estritamente responsáveis por perdas e danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia, como danos resultantes de falhas, interrupções ou perturbações em nossos sistemas de distribuição. Além disso, poderemos ser responsabilizados por perdas e danos causados a terceiros devido a interrupções ou

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

perturbações no sistema de distribuição de energia que não forem atribuídos a nenhum membro identificável do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A Companhia não possui seguro para cobrir quaisquer responsabilidades relacionadas às falhas de fornecimento de energia incorridas de fato no curso de seus negócios. Além disso, não é possível assegurar que o seguro de responsabilidade civil por ela contratado em decorrência das suas atividades, será suficiente ou que esse seguro continuará disponível no futuro, o que pode causar um efeito adverso em sua situação financeira e em seus resultados operacionais.

Parte de nossa receita é gerada por clientes qualificados como consumidores potencialmente livres, que têm a liberdade de procurar fornecedores alternativos de energia. Caso alguns de nossos grandes clientes optem por comprar sua energia de outros participantes do mercado e/ou optem por se conectar diretamente à Rede Básica isso poderá afetar negativamente nossos resultados.

As geradoras de energia e outros participantes do mercado brasileiro, o que compreende a Rede Básica, têm permissão para vender energia por preços de mercado diretamente a grandes clientes (normalmente grandes clientes industriais) que optam por sair do Ambiente de Contratação Regulada e se tornar consumidores livres. Adicionalmente, se os consumidores livres atendidos na alta tensão optarem por se conectar diretamente à Rede Básica, conforme disposto no Decreto nº 5.597/2005, a Companhia poderá sofrer uma perda de arrecadação e consequentemente, terá seus resultados negativamente afetados.

(g) Riscos relacionados aos setores da economia nos quais a Companhia atua

Condições hidrológicas desfavoráveis podem afetar substancialmente nossos resultados operacionais.

A energia hidrelétrica é a principal fonte de energia do Brasil. A capacidade operacional das usinas hidrelétricas no Brasil depende dos níveis dos reservatórios e, consequentemente, da quantidade de chuva. Períodos de escassez severa de chuvas ou índices pluviométricos constantes abaixo da média, como no estado de São Paulo em 2014 e 2015 e nos anos anteriores a 2001 nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil, podem resultar em baixos níveis de reservatório, baixa capacidade operacional das hidrelétricas e escassez de energia. Em resposta a qualquer escassez de energia, o governo brasileiro poderá criar programas de racionamento para limitar o consumo de energia. Por exemplo, durante o período de escassez entre 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento de Energia, um programa para reduzir o consumo de energia que ficou vigente de 1 de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento de Energia estabeleceu limites para o consumo de energia por consumidores industriais, comerciais e residenciais. Da mesma forma, o volume de energia adquirido por distribuidoras foi forçadamente reduzido proporcionalmente ao consumo reduzido. Períodos de escassez intensa de chuvas ou índices pluviométricos constantes abaixo da média, resultando em escassez de energia, poderão afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Além disso, o Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") pode, periodicamente, exigir cortes de energia temporários a fim de gerenciar a demanda de curto prazo por energia. O aumento na frequência ou duração desses cortes pode resultar no consumo reduzido de energia e em uma redução concomitante de nossa receita operacional bruta.

Caso o Brasil passe por outro período de escassez real ou potencial de energia (uma situação que pode acontecer e não podemos controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas ou medidas semelhantes ou alternativas no futuro para resolver a escassez, como programas de conservação de energia, incluindo reduções obrigatórias no consumo de energia, bem como campanhas públicas de sensibilização geral para a população para incentivar a redução do consumo de eletricidade, ou contratação emergencial de térmicas.

A escassez futura de energia resultante de condições hidrológicas ou de políticas ou medidas do governo brasileiro, como programas de racionamento de energia e campanhas públicas, poderá

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

resultar em uma redução obrigatória ou voluntária no consumo de energia e pode consequentemente nos afetar substancial e negativamente em diferentes níveis.

(h) Riscos relacionados à regulamentação dos setores em que a Companhia atua

Estamos sujeitos à regulamentação abrangente de nossas atividades pelo governo brasileiro e não podemos ter certeza do efeito que alterações na legislação poderão causar em nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais.

Nossas atividades estão sujeitas a uma regulamentação intensa por diversas autoridades reguladoras brasileiras, especialmente a Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. A ANEEL regulamenta e supervisiona diversos aspectos de nossas atividades, incluindo os termos e as condições dos contratos de compra de energia que estamos autorizados a celebrar, visto que eles estão atrelados a leilões públicos federais e estabelecem nossas tarifas. Desde 2004, o governo brasileiro implementou alterações fundamentais na regulamentação do setor de energia. Em 15 de março de 2004, o governo brasileiro promulgou a Lei Federal nº 10.848, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As principais reformas nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluíram:

- (i) a criação de um Ambiente de Contratação Regulada para a compra e venda de energia por meio do qual as distribuidoras devem contratar com antecedência, por meio de licitações públicas, no mínimo 100% e no máximo 105% de suas necessidades de energia projetadas para períodos de cinco anos;
- (ii) uma proibição geral às distribuidoras de desempenhar quaisquer atividades além da distribuição de energia, incluindo a geração ou transmissão de energia, exceto conforme estabelecido por lei ou pelo contrato de concessão da distribuidora;
- (iii) uma proibição às distribuidoras de atenderem suas necessidades de abastecimento de energia por meio da compra de energia de afiliadas, exceto nos termos dos contratos bilaterais existentes e previamente aprovados pela ANEEL ou assinados no Ambiente de Contratação Regulada; e
- (iv) uma proibição às distribuidoras de vender energia a clientes livres por preços livremente negociados, exceto pelas vendas na área de concessão das distribuidoras nas mesmas condições aplicáveis a clientes cativos.

No dia 11 de janeiro de 2013, o governo brasileiro promulgou a Lei nº 12.783, que dispõe sobre novas normas a respeito das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, incluindo, entre outros, novas condições para a prorrogação dessas concessões.

A ANEEL tem amplos poderes de regulamentação nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico sobre as atividades das companhias no setor de energia elétrica no Brasil e, em alguns casos, os procedimentos de regulamentação da ANEEL incluem levar em consideração as opiniões das companhias em operação no setor de energia e do público em geral. As normas da ANEEL podem ter um impacto significativo sobre as operações das companhias de distribuição, incluindo as da nossa própria companhia. Esses poderes de regulamentação poderão afetar diferentes aspectos de nossas atividades, incluindo nossas tarifas, indicadores de qualidade, continuidade de serviços e sanções. Caso sejamos obrigados pela ANEEL a fazer investimentos de capital adicionais e inesperados, e não nos permitam ajustar adequadamente nossas tarifas, ou caso a ANEEL modifique os regulamentos relacionados aos ajustes tarifários ou às correções tarifárias, poderemos ter nossos negócios afetados negativamente.

Além disso, tanto a implementação de nossa estratégia de crescimento como de nossas atividades comuns poderá ser afetada negativamente por ações governamentais como alterações na legislação vigente, o encerramento de programas federais e estaduais de concessão, a criação de critérios mais rígidos para a qualificação em leilões públicos de energia ou um atraso na correção e implementação de novas tarifas anuais.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Nossa incapacidade de prever, influenciar ou responder adequadamente a mudanças na lei ou na regulamentação, incluindo qualquer incapacidade de obter aumentos esperados ou contratados nas tarifas de energia ou ajustes nas tarifas para refletir o aumento das despesas, bem como determinar a possibilidade e as condições para a prorrogação do prazo da nossa concessão, pode afetar negativamente nossos resultados operacionais. Além disso, alterações na legislação ou alterações na aplicação ou interpretação de disposições regulatórias no Brasil, onde as tarifas de energia estão sujeitas à análise ou aprovação regulatória, podem afetar negativamente nossas atividades, incluindo, entre outros, por meio de:

- alterações na determinação, definição ou classificação de custos a serem incluídos como custos reembolsáveis ou de repasse a serem incluídos nas tarifas que cobramos de nossos clientes;
- alterações na determinação do que é uma taxa de retorno sobre o capital investido adequada ou uma determinação de que nosso lucro operacional ou de que as tarifas que cobramos dos clientes são muito elevadas, resultando na redução das tarifas ou descontos aos clientes;
- alterações na definição ou determinação de custos gerenciáveis e não gerenciáveis;
- alterações prejudiciais nas leis tributárias;
- alterações na definição de acontecimentos que podem ou não ser qualificados como alterações no equilíbrio econômico;
- alterações nas legislações estaduais e municipais;
- alterações na regulamentação impondo investimentos não previstos como, por exemplo, um programa de enterramento de rede elétrica;
- alterações nas interpretações das regulamentações pelas autoridades governamentais;
- alterações nos momentos de ajustes ou correções das tarifas; ou
- outras alterações relacionadas a licenciamento ou permissão que afetem nossa capacidade de conduzir nossas atividades.

Não há garantia de que nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais não sejam afetados negativamente por reformas ou mudanças na maneira como nossas tarifas são regulamentadas pela ANEEL. O cenário regulatório está em constante mudança e pode ser difícil prever o impacto desses regulamentos sobre nosso negócio. Caso alterações regulatórias exijam que conduzamos nosso negócio de forma substancialmente diferente de nossas operações atuais, nossos resultados operacionais e financeiros poderão ser afetados negativamente.

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes, são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

A principal atividade da Companhia, qual seja, a distribuição de energia elétrica, é regulada e supervisionada pela ANEEL e pelo Ministério de Minas e Energia (“MME”). A ANEEL, o MME e outros órgãos reguladores exerceram historicamente um importante grau de autoridade sobre os negócios da Companhia. Nos últimos anos, o Governo Federal implementou novas políticas relacionadas ao setor elétrico brasileiro. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, promulgada em 15 de março de 2004, por exemplo, regula as operações de companhias do setor elétrico, através da implementação de portarias, resoluções e outras diretrizes governamentais, devendo-se notar que tais regras poderão ser alteradas se os leilões de energia nova não garantirem a ampliação da capacidade de distribuição.

Além disso, de acordo com a legislação brasileira, a ANEEL está autorizada a regular diversos aspectos dos negócios da Companhia, inclusive com relação à necessidade de investimentos, à realização de despesas adicionais e à determinação das tarifas cobradas, bem como limitar o repasse do preço da energia comprada às tarifas cobradas pela Companhia. A imposição de novas exigências que resultem em incremento de investimentos não previstos pela Companhia ou a definição de novas regulamentações de cunho técnico ou comercial que causem incremento dos gastos operacionais, bem como a impossibilidade de a Companhia ajustar tempestivamente suas tarifas a fim de repassar o valor de tais gastos adicionais, podem afetar adversamente a Companhia durante certo período até que as tarifas possam ser reajustadas ou recompostas. O

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

mesmo pode ocorrer caso a ANEEL edite resoluções que modifiquem as regras relativas ao repasse de custos e encargos para as suas tarifas.

A contratação de energia elétrica está sujeita à regulação por parte da ANEEL.

De acordo com o Decreto Federal nº 5.163/2004, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação pública na modalidade de leilão, sendo que a duração desses contratos (CCEAR's) será estabelecida pelo próprio MME.

A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a 100% dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia nova com antecedência de até 7 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento a 100% do mercado poderá ensejar a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação e repasse não integral às tarifas dos custos de compra de energia no Mercado de Curto Prazo.

No caso da sobrecontratação voluntária acima do limite de repasse de 105%, a diferença entre a receita de venda da sobrecontratação no mercado de curto prazo e o custo de compra de energia é absorvida pela concessionária, podendo resultar em risco ou oportunidade dependendo do cenário de preços de energia ao longo do ano.

Não há garantia de que nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais não sejam afetados negativamente por reformas ou mudanças na maneira como nossa forma de contratação é regulamentada pela ANEEL. O cenário regulatório está em constante mudança e pode ser difícil prever o impacto desses regulamentos sobre nosso negócio. Caso alterações regulatórias exijam que conduzamos nosso negócio de forma substancialmente diferente de nossas operações atuais, nossos resultados operacionais e financeiros poderão ser afetados negativamente.

Nossos controles internos poderão ser insuficientes para evitar ou detectar violações da legislação aplicável ou de nossas políticas internas dentro de nossa companhia.

Nossos procedimentos de *compliance* e controle internos podem não ser suficientes para evitar ou detectar todas as condutas impróprias, fraudes ou violações de leis aplicáveis por parte de nossos funcionários e membros de nossa administração. Caso nossos funcionários ou outras pessoas relacionadas a nós se envolvam em práticas fraudulentas, corruptas ou desleais ou violem leis e regulamentos aplicáveis ou nossas políticas internas, poderemos ser responsabilizados por qualquer uma dessas violações, o que pode resultar em penalidades, multas ou sanções que podem afetar substancial e negativamente nossos negócios e imagem.

Alterações na legislação tributária, incentivos e benefícios fiscais ou diferentes interpretações das legislações fiscais podem prejudicar nossos resultados operacionais.

As mudanças nas leis tributárias, legislações fiscais, interpretações das autoridades fiscais e normas contábeis tributárias no Brasil podem resultar em alíquotas uma carga tributária maior e de impostos sobre nossos resultados da companhia, o que pode reduzir significativamente nossos lucros e fluxos de caixa operacionais. Além disso, nossos resultados operacionais e condição financeira da companhia podem ser reduzidos se certos incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. Nós podemos não ter conhecimento de todas as alterações que afetem nossos negócios e, portanto, podemos falhar no recolhimento de impostos e taxas aplicáveis ou no cumprimento das legislações fiscais, o que poderá resultar em liquidações fiscais adicionais e penalidades para nós.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Ademais, a companhia está sujeita a procedimentos fiscais, entendimentos diferentes de fiscalização e cobrança baseada em interpretações divergentes entre nós a companhia e as autoridades fiscais brasileiras a respeito da legislação tributária que, caso sejam julgados desfavoravelmente a nós. Neste caso, a companhia pode ser obrigada a arcar com o pagamento de impostos tributos em grandes montantes acrescidos de multa e juros, que podem afetar adversamente nossos negócios e resultados financeiros.

(i) Riscos relacionados aos países estrangeiros em que a Companhia atua

Não aplicável, pois a Companhia atua somente em território brasileiro.

(j) Riscos relacionados a questões socioambientais

As nossas atividades, incluindo os equipamentos, instalações e operações, estão sujeitos a ampla regulamentação ambiental que pode se tornar mais rigorosa no futuro e resultar em maiores responsabilidades e investimentos de capital.

As atividades da Companhia, incluindo os equipamentos, instalações e operações, podem causar danos ao meio ambiente, como contaminações ambientais decorrentes do manuseio de equipamentos isolados a óleo, emissão de ruído na operação de equipamentos de grande porte, intervenção em áreas ambientalmente protegidas, poda e manejo inadequado de vegetação e, por essa razão, estão sujeitos a ampla regulamentação ambiental, de segurança e saúde – em âmbito federal, estadual e municipal.

No âmbito federal, a legislação prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental.

Caso a legislação ambiental e de segurança do trabalho se torne mais rigorosa, a Companhia poderá ser forçada a aumentar os gastos com investimentos para atender a esta legislação. A demora ou a recusa dos órgãos ambientais em emitir ou renovar licenças ou autorizações, ou a incapacidade da Companhia de obter as licenças ambientais pertinentes e/ou renovar as licenças ambientais atualmente existentes, bem como de atender às exigências formuladas pelos órgãos ambientais para tal finalidade, pode impedir o início ou a continuidade de serviços prestados pela Companhia. Tais fatos podem afetar de maneira adversa a situação financeira e/ou resultado operacional da Companhia.

Além disso, a inobservância, pela Companhia, da legislação ambiental pode acarretar, além da obrigação de reparar danos diretos e indiretos que eventualmente sejam causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, a aplicação de sanções de natureza penal contra a Companhia e seus administradores, podendo ter impacto negativo nas receitas da Companhia ou, ainda, inviabilizar a captação de recursos junto ao mercado financeiro. A personalidade jurídica da Companhia poderá também ser desconsiderada para garantir a reparação dos danos ambientais que porventura a Companhia venha a causar.

No âmbito do Estado do Ceará possuímos um Termo de Compromisso nº 219/08 firmado junto da Superintendência Estadual de Meio Ambiente (SEMACE) o qual reconhece subestações e linhas de distribuição de até 15kV como um sistema associado do qual consiste em uma única licença, e as ampliações das linhas são informadas no momento de renovação das licenças. Contudo, a publicação da Resolução COEMA Nº 10 de 10 de dezembro de 2020 trouxe nova classificação por porte e potencial poluidor, revogando a classificação da Resolução COEMA Nº 02 de 11 de abril de 2019 que dispensava o licenciamento para linhas de distribuição de até 15kV com extensão inferior a 05 km. Com a publicação da nova Resolução há a necessidade de regularizar o licenciamento ambiental para linhas de distribuição de até 15kV que estejam associadas às subestações não acobertadas pelo Termo de Compromisso Nº 219/08.

Em 25 de Novembro de 2021 foi promulgada a Lei Nº 14.250 que dispõe sobre a obrigatoriedade da eliminação controlada das Bifenilas Policloradas (PCBs) e de seus resíduos e a

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

descontaminação e a eliminação de transformadores, de capacitores e de demais equipamentos considerados nesta Lei como contaminados por PCBs e complementa as disposições contidas na Convenção de Estocolmo sobre Poluentes Orgânicos Persistentes, promulgada pelo Decreto nº 5.472, de 20 de junho de 2005.

Em 25 de Abril de 2022 foi publicada a Portaria Interministerial MMA/MME nº 107 que dispõe sobre a eliminação controlada de PCB, aprova o Manual de Gestão de PCB e implementa o Sistema Inventário Nacional ficando instituído o prazo final de 26 de Novembro de 2024 para o envio de informações completas do inventário de PCB a cada 02 anos até 2029 por seus detentores, conforme disposto no artigo 5º da Lei nº 14.250, de 25 de Novembro de 2021, ficando estabelecido que os detentores de PCB e seus resíduos com concentração de PCB acima de 50 mg/kg (cinquenta miligramas por quilograma) deverão efetuar a gestão e destinação final ambientalmente adequada até 2028.

Os infratores das disposições desta Lei estão sujeitos a punições administrativa, civil e criminal com base na Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, e em seu regulamento. Ressalta-se que a Companhia possui um plano de ação de gerenciamento e eliminação de PCB compatível com as previsões acordadas na Convenção de Estocolmo e legislações vigentes.

Sem prejuízo do disposto acima, a inobservância pela Companhia da legislação ambiental, assim como o descumprimento de termos de ajustamento de conduta, termos de compromisso e/ou acordos judiciais por ela celebrados poderá causar impacto adverso relevante na imagem, no resultado operacional e/ou na condição financeira da Companhia.

A Companhia pode ser adversamente afetada por riscos físicos associados às mudanças climáticas.

Os principais impactos das mudanças climáticas na distribuição de energia estão relacionados à ocorrência de eventos climáticos extremos. Com a intensificação das mudanças climáticas, eventos climáticos extremos, como chuvas muito intensas, rajadas de vento e tufões, se tornam mais comuns. Esses eventos implicam em danos à infraestrutura de distribuição de energia e falta de energia para os clientes. Para a Companhia, isso se traduz em custos para o reestabelecimento da infraestrutura e perda de receita. Além disso, os indicadores de qualidade são negativamente impactados, podendo aumentar a probabilidade de multas regulatórias por não atendimento dos indicadores, bem como impacto negativo à imagem da Companhia frente aos clientes.

Há também, devido às mudanças climáticas, uma alteração dos padrões climáticos, o que pode ocasionar períodos de secas mais intensos. No setor de energia, isso é sentido como uma menor geração das fontes hidrelétricas, que são atualmente a principal fonte de geração de energia do país, e um aumento do acionamento de termelétricas, o que causa um acréscimo no preço da energia. Nestes momentos, a ANEEL coloca em vigor as bandeiras tarifárias. O maior custo da energia que chega para o cliente final pode aumentar a tendência ao não pagamento das faturas da Companhia, impactando na inadimplência.

Potenciais ações legislativas e regulatórias sobre mudanças climáticas podem impactar negativamente a indústria de atuação da Companhia e a própria Companhia.

A Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas de 2015 adotou por consenso o Acordo Climático de Paris de 2015. O Acordo trata de medidas de redução de emissão de gases de efeito estufa ("GHG"), metas para restringir aumentos na temperatura global e exige que os países revisem e "representem uma progressão" em suas contribuições nacionais, que estabelece metas de redução de emissões a cada cinco anos, começando em 2020. O cumprimento das mudanças legais e regulatórias sobre mudanças climáticas, incluindo as resultantes da implementação de tratados internacionais, podem no futuro aumentar os custos da Companhia para (i) operar e manter suas instalações; (ii) instalar novos controles de emissão em suas instalações; e (iii) administrar e gerir um programa de emissões de gases de efeito estufa. A geração de receita e as oportunidades de crescimento estratégico também podem ser afetadas adversamente.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

Regras mais restritas sobre emissões de gases de efeito estufa podem criar maiores incentivos ao uso de fontes de energia alternativa, o que poderia afetar adversamente os aspectos financeiros e operacionais dos negócios da Companhia.

Os riscos associados a mudanças climáticas podem também dificultar o acesso da Companhia à capital devido a questões relacionadas a imagem pública junto aos investidores; e transições de energia na economia mundial para uma menor matriz de carbono, o que pode gerar um efeito adverso relevante para a Companhia.

(k) Riscos relacionados a fatores macroeconômicos

O governo federal brasileiro exerce influência significativa sobre a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e política brasileira, podem nos afetar adversamente.

O governo federal brasileiro frequentemente influencia de forma significativa a economia do país e ocasionalmente realiza mudanças significativas em políticas e regulamentações. As ações do governo do Brasil para controlar a inflação e outras políticas e regulamentações frequentemente envolvem, entre outras medidas, alteração nas taxas de juros, mudanças nas políticas tributárias, controles de preços, controles cambiais, desvalorizações da moeda, controles de capital e limites às importações. Não temos controle e não podemos prever que medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro. Nós e o preço de mercado de nossos valores mobiliários poderemos ser afetados negativamente por mudanças nas políticas governamentais, bem como por fatores econômicos gerais, incluindo, entre outros:

- (i) crescimento ou desaceleração da economia brasileira;
- (ii) taxas de juros e políticas monetárias;
- (iii) taxas de câmbio e flutuações cambiais;
- (iv) inflação;
- (v) liquidez dos mercados domésticos de capital e de empréstimos;
- (vi) controles de importação e exportação;
- (vii) controles cambiais e restrições a remessas para o exterior;
- (viii) modificações na legislação segundo interesses políticos, sociais e econômicos;
- (ix) políticas fiscais e mudanças nas leis tributárias;
- (x) instabilidade econômica, política e social;
- (xi) regulamentos trabalhistas e previdenciários;
- (xii) escassez e racionamento de energia;
- (xiii) intervenção, ou modificação, ou rescisão de concessões de energia existentes pelo governo brasileiro; e
- (xiv) outros acontecimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

A incerteza com relação a se o governo federal brasileiro implementará mudanças nas políticas ou regulamentos que afetam esses ou outros fatores no futuro poderá afetar o desempenho econômico e contribuir para a incerteza econômica no Brasil, o que poderá ter um efeito prejudicial sobre nós. Não podemos prever que medidas o governo federal brasileiro tomará frente ao acúmulo das pressões macroeconômicas ou outros fatores. A recente instabilidade política e econômica resultou em uma percepção negativa da economia brasileira e em volatilidade no mercado de valores mobiliários brasileiro, o que também poderá afetar negativamente a Companhia.

Incerteza econômica e instabilidade política no Brasil e no exterior poderão nos afetar negativamente.

O cenário político do Brasil influenciou historicamente, e continua a influenciar, o desempenho da economia do país. As crises políticas afetaram e continuam afetando a confiança dos investidores e do público em geral, resultando historicamente em desaceleração econômica e alta volatilidade dos valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras.

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

A instabilidade econômica recente no Brasil contribuiu para uma queda na confiança do mercado na economia brasileira, bem como para uma deterioração do cenário político. A incerteza sobre a possibilidade de o atual governo brasileiro implementar mudanças em políticas ou regulamentos no futuro poderá contribuir para a incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. A incerteza política pode ter um efeito prejudicial substancial sobre a economia brasileira e, conseqüentemente, sobre nossas atividades.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é afetado pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, em diferentes graus, pelas condições de mercado em outras regiões emergentes, bem como nos Estados Unidos, China, União Europeia e em outros países. Ainda que a conjuntura econômica desses países seja significativamente diferente da conjuntura econômica brasileira, a reação dos investidores a eventos e crises estrangeiras poderá afetar negativamente o valor de mercado dos valores mobiliários da Companhia, à medida em que as condições dos mercados ou da economia global deterioram.

A deficiência de infraestrutura e mão de obra no Brasil poderá afetar o crescimento econômico e ter um efeito prejudicial substancial sobre nós.

Nosso desempenho depende do bem-estar geral da economia brasileira. O crescimento contínuo pode ser limitado por infraestrutura inadequada, incluindo potencial escassez de energia e um setor de transporte deficiente, ou por falta de força de trabalho qualificada, o que pode contribuir para níveis baixos de produtividade e eficiência. Dependendo da intensidade e duração, esses fatores podem levar à volatilidade do emprego e, em geral, a menores níveis de renda e consumo, o que pode limitar nosso crescimento, resultando em taxas maiores de inadimplência e de perdas comerciais e poderá ter um efeito adverso relevante em nossos negócios.

(I) Riscos cibernéticos

A interrupção ou falha dos nossos sistemas de tecnologia da informação, controle e comunicação ou ataques cibernéticos ou violações de segurança cibernética desses sistemas podem ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Operamos em um setor que requer a operação contínua de sofisticados sistemas de tecnologia da informação, controle e comunicação ("sistemas de TI") e infraestrutura de rede. Usamos nossos sistemas de TI e infraestrutura de rede para criar, coletar, usar, divulgar, armazenar, descartar e processar informações confidenciais, incluindo dados da empresa e do cliente e informações pessoais sobre clientes, funcionários e seus dependentes, contratados, acionistas e outros indivíduos. Os sistemas de TI são essenciais para controlar e monitorar as nossas operações, alcançando eficiências operacionais e cumprindo nossas metas de serviço e padrões em nosso negócio. A operação de nosso sistema depende não apenas da interconexão física de nossas instalações com a infraestrutura da rede elétrica, mas também das comunicações entre as várias partes conectadas à rede. A dependência de sistemas de TI para gerenciar informações e comunicação entre essas partes aumentou significativamente desde a implementação de medidores inteligentes e redes inteligentes no Brasil.

Nossas instalações, sistemas de TI e outras infraestruturas e as informações processadas em nossos sistemas de TI podem ser afetados por incidentes de segurança cibernética, incluindo aqueles causados por erro humano. Os incidentes de segurança cibernética evoluíram dramaticamente nos últimos anos, e o número de incidentes e seu grau de impacto cresceram exponencialmente, tornando cada vez mais difícil identificar sua origem em tempo hábil. Nosso setor começou a ver um aumento no volume e sofisticação de incidentes de segurança cibernética de organizações ativistas internacionais, estados-nação e indivíduos, e estão entre os riscos emergentes identificados em nosso processo de planejamento. Incidentes de segurança cibernética podem prejudicar nossos negócios, limitando nossas atividades operacionais, atrasando nosso desenvolvimento e construção de novas instalações ou projetos de melhoria de capital em instalações existentes, interrompendo as operações nos nossos clientes ou nos expondo a vários eventos que poderiam comprometer nossa responsabilidade. Nossos sistemas de negócios de distribuição são parte de um sistema interconectado. Dado o

4.1 - Descrição Dos Fatores de Risco

papel da eletricidade como um recurso vital na sociedade moderna, uma interrupção generalizada ou prolongada causada pelo impacto de um incidente de segurança cibernética na rede de transmissão elétrica, infraestrutura de rede ou operações de nossos prestadores de serviços terceirizados pode ter amplas ramificações socioeconômicas em famílias, empresas e instituições vitais, que podem afetar desfavoravelmente nossos negócios.

Nossos negócios exigem a coleta e armazenamento de informações de identificação pessoal de nossos clientes, funcionários e acionistas, que esperam que protejamos adequadamente a privacidade de tais informações. As violações de segurança cibernética podem nos expor a um risco de perda ou uso indevido de informações confidenciais e proprietárias. Roubo significativo, perda ou uso fraudulento de informações, ou outra divulgação não autorizada de dados pessoais ou confidenciais, pode levar a altos custos para notificar e proteger as pessoas afetadas. Isso pode nos tornar sujeitos a litígios, perdas, responsabilidades, multas ou penalidades significativas, qualquer uma das quais poderia afetar material e adversamente nossos resultados operacionais e nossa reputação. Também podemos ser obrigados a incorrer em custos significativos associados a ações governamentais em resposta a tais intrusões ou fortalecer nossos sistemas de informações e de controle eletrônico.

A ameaça à segurança cibernética é dinâmica, evoluindo e aumentando em sofisticação, magnitude e frequência. Podemos não conseguir implementar medidas preventivas adequadas ou avaliar com precisão a probabilidade de um incidente de segurança cibernética. Não podemos quantificar o impacto potencial de incidentes de segurança cibernética em nossos negócios e reputação. Esses possíveis incidentes de segurança cibernética e a ação regulatória correspondente podem resultar em uma diminuição material nas receitas e altos custos adicionais, como multas, reclamações de terceiros, reparos, aumento das despesas com seguros, litígios, notificações e remediação, segurança e custos de conformidade.

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

A Companhia está exposta a diversos riscos de mercado no curso normal de suas atividades. Esses riscos de mercado envolvem principalmente a possibilidade de alterações bruscas nas taxas de câmbio, taxas de juros, risco de crédito e de liquidez.

Risco de taxa de câmbio

A moeda brasileira tem sofrido desvalorizações recorrentes em relação ao dólar norte-americano e outras moedas fortes ao longo dos últimos anos. Durante todo esse período, o Governo Federal implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações periódicas (nas quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo. De tempos em tempos, houve flutuações significativas da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano, assim como entre o real e outras moedas fortes. Entre 2010 e 2021, o real sofreu recorrentes desvalorizações frente ao dólar. Ao final de 2019, 2020 e 2021, as cotações do dólar em relação ao real foram de R\$4,0307, R\$5,1967 e R\$ 5,5805, respectivamente, o que representou uma desvalorização de 29% de 2019 para 2020 e 7% de 2020 para 2021. Em razão disso, não se pode garantir que o real não será desvalorizado em relação ao dólar novamente. As desvalorizações do real com relação ao dólar podem criar pressões inflacionárias no Brasil e acarretar aumentos das taxas de juros, podendo afetar de modo negativo a economia brasileira como um todo.

A Companhia está exposta principalmente a variações na taxa de câmbio do dólar norte-americano, de modo que tais oscilações podem fazer com que a Companhia incorra em perdas não esperadas, levando a uma redução dos valores dos ativos ou aumento dos passivos de empréstimos em moeda estrangeira.

Em 31 de dezembro de 2021, cerca de R\$1,22 bilhão dos empréstimos e financiamentos eram denominados em dólares norte-americanos. Para mitigar a exposição cambial dessa posição, a Companhia utiliza instrumentos de derivativos (SWAPs) de troca de USD+Spread para CDI+ que protegem 100% da posição de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira.

Risco de taxa de juros

A Companhia está exposta a potenciais perdas econômicas decorrentes de alterações adversas nas taxas de juros, principalmente as dívidas referenciadas em CDI (Certificado de Depósito Interfinanceiro), IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) e TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo). Esse risco está atrelado predominantemente aos empréstimos e financiamentos que a Companhia contrata junto a instituições financeiras para fazer frente à necessidade de caixa para investimentos e crescimento. Alguns dos passivos da Companhia têm taxas de juros pós-fixadas, o que gera uma exposição às oscilações de mercado.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia tinha R\$3.714 milhões em empréstimos e financiamentos, dos quais aproximadamente 99% estavam sujeitos a instrumentos ligados à taxa CDI, IPCA e TJLP. Caso esses índices e taxas de juros venham a subir, poderão afetar negativamente a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia.

4.2 - Descrição Dos Principais Riscos de Mercado

Risco de crédito

As atividades operacionais da Companhia geram exposição ao risco de crédito devido às contas a receber dos clientes de distribuição e as atividades de investimento, incluindo depósitos em bancos e instituições financeiras, transações cambiais e outros instrumentos financeiros. O risco de crédito é o risco de a Companhia sofrer perdas decorrentes da inadimplência de seus clientes ou de instituições financeiras depositárias de recursos de caixa e equivalentes de caixa, resultando em prejuízos financeiros.

Em relação à atividade de distribuição de energia elétrica, em caso de não cumprimento por parte de seus clientes, a Companhia pode realizar cortes no fornecimento de energia de acordo com a regulamentação em vigor. Posteriormente, são realizadas ações de cobrança para que os débitos pendentes dos clientes sejam regularizados e o fornecimento restabelecido.

De forma a mitigar o risco de crédito nas atividades de investimento, a Companhia realiza o investimento de excedentes de caixa em bancos e instituições financeiras de primeira linha, com limites pré-estabelecidos para cada uma dessas instituições.

Risco de liquidez

A liquidez da Companhia é gerida por meio do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limite de mútuos com partes relacionadas aprovado pela ANEEL, por meio do Despacho Nº 2.979, at 11 de dezembro de 2022, no valor de até R\$ 800,0 milhões.

A Companhia pode utilizar-se também de linhas de crédito para capital de giro, imediatamente disponíveis por meio de contratos firmados com bancos de primeira linha.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e financiamentos e debêntures deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários, e pelo patrimônio líquido da Companhia).

O índice de endividamento em relação ao patrimônio líquido é de 50%, 40%, e 39% em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, respectivamente.

Valores em R\$ mil	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Empréstimos e financiamentos	2.267.715	956.566	683.848
Debentures	1.453.953	1.533.583	1.500.587
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	(7.300)	(64.356)	15.399
Dívida	3.714.368	2.425.793	2.199.834
Caixa e equivalentes de caixa	(204.316)	(166.015)	(91.605)
Títulos e valores mobiliários	(80.648)	(92.376)	(77.033)
Dívida líquida (a)	3.429.404	2.167.402	2.031.196
Patrimônio líquido (b)	3.486.805	3.230.548	3.114.051
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])	50%	40%	39%

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

A Companhia é parte em processos administrativos e judiciais no desenvolvimento normal de suas atividades. Tais processos dizem respeito principalmente a demandas de natureza tributária, trabalhista e cível. As provisões da Companhia são registradas conforme os regramentos contábeis, sendo constituídas provisões para processos avaliados por seus consultores jurídicos com chance de perda provável.

Em 31 de dezembro de 2021, o valor total envolvido nos litígios com chance de perda provável e possível, era de R\$ 3.480,6 milhões, dos quais R\$ 154,0 milhões estavam provisionados.

Encontram-se relacionados nesta seção do Formulário de Referência todos os processos judiciais não sigilosos, em andamento, nos quais a Companhia figura como parte, classificados como relevantes para a Companhia, independentemente da chance de perda atribuída por seus consultores jurídicos. A Companhia considera como relevantes (i) processos cuja decisão desfavorável à Companhia possa acarretar, individualmente, impacto financeiro em valor igual ou superior a R\$ 70,0 milhões e (ii) processos que envolvam fatores que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, aqueles que possam afetar a imagem ou estratégias da Companhia.

Os valores envolvidos são avaliados pelos advogados externos e internos, responsáveis pela condução dos processos, sendo as contingências de perda classificadas em provável, possível ou remota, considerando os critérios determinados nas normas contábeis emitidas pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis – CPC.

A Companhia apresenta a seguir uma breve descrição dos processos mais relevantes em que figura como parte, que não estão sob sigilo, segregados por sua natureza.

Processos de natureza tributária

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia figurava no polo passivo em 187 processos administrativos e judiciais de natureza tributária nos âmbitos federal, estadual e municipal, dentre os quais nenhum é considerado individualmente relevante de acordo com os critérios descritos acima.

No âmbito estadual, a Companhia discute substancialmente: (i) regime especial originado do termo de acordo nº 035/91; (ii) base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; (iii) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; transferência de créditos; (iv) cancelamento de faturas; (v) estorno de crédito – consumidor baixa renda; (vi) imposto em determinadas operações; (vii) energia adquirida para consumo próprio e (viii) diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais. Os montantes envolvidos totalizam R\$ 723,7 milhões em 31 de dezembro de 2021.

No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com os Municípios de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R\$ 44,9 milhões e R\$ 4,7 milhões em 31 de dezembro de 2021. Há ainda alguns autos de infração lavrados pelos Municípios de Sobral, Ipueiras, Parambu, Caucaia, Cascavel, Varzea Alegre e Crato envolvendo a Contribuição de Iluminação Pública. O valor atualizado desses autos em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 25,9 milhões.

Em relação aos tributos federais, a Companhia possui processos administrativos e judiciais referentes a IRPJ, CSLL, PIS, COFINS e PASEP que totalizam o valor de R\$ 53,7 milhões em 31 de dezembro de 2021.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 31 de dezembro de 2021, o valor total envolvido nos processos de natureza tributária com chance de perda possível era de aproximadamente R\$ 874,2 milhões.

Processos de natureza trabalhista e previdenciária

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia era ré em 457 processos judiciais de natureza trabalhista, cujo valor total envolvido naqueles classificados como chance de perdas possíveis ou prováveis era de, aproximadamente, R\$ 620,9 milhões, sendo R\$ 35,3 milhões com chance de perda provável e R\$ 585,5 milhões com chance de perda possível. O montante total provisionado era de R\$ 35,3 milhões. Não há processos administrativos trabalhistas relevantes, que tenham impacto em contingência.

Destacamos, abaixo, o único processo trabalhista reportado como relevante, de acordo com os critérios descritos acima. O caso abaixo representa um impacto significativo na operação da Companhia, embora não apresente valor de contingência relevante.

Processo Trabalhista nº 0258200-62.2001.5.07.0001	
a. juízo	1ª Vara do Trabalho de Fortaleza
b. instância	Supremo Tribunal Federal
c. data de instauração	01/10/2000
d. partes no processo	Autor: Ministério Público do Trabalho e Sindicato das Indústrias Fabricantes e de Reparação e Manutenção de Máquinas, Aparelhos e Equipamentos Industriais Elétricos e Eletrônicos (" Sindeleetro ") Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável - Não é possível, na fase processual atual, estimar o valor total envolvido na demanda, já que precisaríamos considerar os custos de contratação direta dos terceiros (cerca de 6.000), incluindo o pagamento de possível compensação salarial, caso a decisão seja desfavorável à Companhia. Multa anteriormente arbitrada inexigível face a reforma da decisão.
f. principais fatos	Ação Civil Pública proposta sob a alegação de que a Companhia estaria contratando terceiros para a prestação de serviços finais da distribuidora, o que seria contrário ao Enunciado nº 331 da Tribunal Superior do Trabalho (" TST "), que só permite a contratação de terceiros para atividades meio e não fim. Em 17 de agosto de 2004, foi proferida decisão declarando a ilegalidade da terceirização feita pela Companhia. Contra esta decisão, a Companhia apresentou recurso ordinário ao Tribunal Regional do Trabalho (" TRT ") da 7ª região, que decidiu mudar a decisão de primeira instância e declarar a terceirização legal. O Ministério Público recorreu ao TST, que, por sua vez, reformou a decisão do TRT, declarando ilegal a terceirização. A Companhia propôs recurso de Embargos de Divergência junto ao TST, o qual teve julgamento prejudicado face decisão do Supremo Tribunal Federal (" STF "). Ao mesmo tempo, apresentou recurso junto ao STF alegando o não cumprimento da cláusula da reserva de plenário prevista na Constituição Federal, a qual foi acatada definitivamente pelo tribunal. O STF anulou a decisão que proibia a terceirização das atividades da Companhia e determinou a constatação da inconstitucionalidade.
g. chance de perda	Remota

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

<p>h. análise do impacto em caso de perda</p>	<p>A perda desse processo pode produzir dois efeitos: a) direto, consistindo na obrigação de abster-se de usar mão-de-obra externa para atividades principais e a imposição de uma multa de aproximadamente 3.400 euros por cada dia de atraso na adaptação à sentença e a cada trabalhador subcontratado; b) indireto, consistente na obrigação de executar internamente tarefas e atividades anteriormente terceirizadas, sendo necessária a contratação de todos os funcionários de seus fornecedores/prestadores de serviço (cerca de 6.000), incluindo o pagamento de possíveis equalizações salariais. Vale destacar que, em março de 2017, foi publicada nova lei federal que regulamentou a terceirização.</p>
--	--

Processos de natureza cível e outros (inclusive de temas regulatórios) e administrativa

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia era parte no polo passivo em processos de natureza cível com chance de perda provável e possível de R\$ 1.740,0 milhões, dos quais o montante provisionado era de R\$ 118,7 milhões.

Os processos de natureza cível versam, em sua grande maioria, sobre pedidos relacionados a supostas falhas na operação da distribuidora (demandas consumeristas/massivas), parte deles de menor complexidade com trâmite nos Juizados Especiais, como indenizações sobre corte ou cobranças indevidas. Além disso há pedidos de indenização por acidente/morte com energia elétrica, algumas demandas de cooperativas de eletrificação rural que discutem aluguéis sobre linhas de distribuição, alguns casos que questionam valores pagos por desapropriações de terreno para passagem de linha/construção de subestação e outros decorrentes de relações contratuais.

Há também ações de temas regulatórios, que alegam irregularidades nos processos de reajuste/revisão da tarifa, que questionam a legalidade da cobrança de perdas comerciais e de seu impacto na tarifa, bem como devoluções de valores por reajuste tarifário declarado ilegal (“**Tarifaço**”).

Em 31 dezembro de 2021, a Companhia possuía 10.950 ações cíveis consumeristas/massivas, sendo 4.862 ações em trâmite nas varas cíveis e 6.088 em Juizados Especiais. Esses processos não são reportados em notas às demonstrações financeiras, visto que tratam de casos de menor complexidade, bem como menor impacto financeiro para Companhia. A maior parte dessas ações visa a compensação por suspensão de fornecimento de energia, cobranças indevidas, entre outras falhas nas prestações de serviço. O valor total envolvido nessas ações com chance de perda provável e possível corresponde a R\$ 176,7 milhões, sendo o valor provisionado R\$ 42,1 milhões, visto a análise de risco efetuada em cada processo.

As ações envolvendo acidentes correspondem, até dezembro de 2021, a 267 processos. Essas ações tratam de acidente sofridos por terceiros, envolvendo morte por eletrocussão (óbitos por choque elétrico), danos físicos e morais causados por acidentes na rede, bem como acidentes de trânsito. Esses casos, assim como os mencionados acima, não são reportados nas demonstrações financeiras, visto o menor impacto e por estarem suportados, nos valores mais significativos, por seguro. Nos mesmos também não se adotada uma única estratégia, visto que, em alguns casos a Concessionária nem é responsável pelo acidente. A única regra aplicável refere-se à apresentação de provas periciais para o julgamento da lide. O valor total das demandas de acidentes corresponde a R\$ 276,4 milhões, sendo o valor provisionado de R\$ 44,7 milhões para provável.

As ações envolvendo Tarifaço (reajuste tarifário – Portarias nº 38/86 e 45/86 do DNAEE) totalizam 32 demandas. Essas ações versam sobre o reajuste das tarifas de energia elétrica, feito com base

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

nas Portarias nº 38 e 45, emitidas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (“DNAEE”) em fevereiro de 1986. A portaria autorizou o aumento de 20% das tarifas dos clientes industriais durante o período de congelamento de preços, também implementado pelo Governo Federal por meio do decreto-lei nº 2.283 de 28/02/1986. O poder concedente autorizou esse reajuste, no entanto, o Superior Tribunal de Justiça (“STJ”) sustentou que o aumento tarifário não respeitou o plano econômico de congelamento de preços e se pronunciou favoravelmente em relação à devolução dos valores correspondentes a esse aumento, para os consumidores industriais, referente ao período entre março e novembro de 1986. Como consequência disso, os clientes industriais exigem, através dessas ações judiciais, o retorno dos valores que teriam pagado em excesso no período informado. O valor total envolvido nas mencionadas ações, corresponde a R\$ 215 milhões, sendo o valor provisionado de R\$ 7,3 milhões para provável (incluindo o litígio de Vicunha/Finobrasa).

Outro tema importante a ser mencionado se refere às ações de cooperativas de eletrificação rural. Atualmente, existem sete processos judiciais em curso. As cooperativas envolvidas são COPERCA, COERCE, CERBO, CERCA, CERVA e COPERVA. Essas ações surgiram visto que, nas décadas de 1960 e 1970, o governo brasileiro iniciou um projeto de expansão de rede elétrica nas áreas rurais, cuja principal fonte de financiamento foram as instituições internacionais (“**BID**”). Conforme exigido por essas instituições financeiras, a ideia era que o governo utilizasse essas cooperativas de eletrificação rural para organizar e implementar esses ativos, além de fornecer energia aos consumidores nessas localidades. Especificamente no Estado do Ceará, a Coelce assinou, em 1982, contratos de uso do sistema elétrico com treze cooperativas, sendo estabelecido à Concessionária a obrigação de efetuar o pagamento de aluguel mensal atualizável, sendo a Coelce responsável pela operação e manutenção desses ativos. Estes contratos foram assinados por tempo indeterminado e, atendendo às circunstâncias da criação dos eletrificadores rurais, bem como a natureza pública da Coelce, não havia uma identificação clara de quais redes estavam cobertas pelo contrato, já que elas foram substituídas/expandidas. De 1982 a junho de 1995, a Coelce pagou regularmente o aluguel pelo uso do sistema elétrico às cooperativas, atualizadas mensalmente pelo índice de inflação correspondente. No entanto, a partir de junho de 1995, a Coelce, ainda como empresa estatal, decidiu deixar de atualizar o valor dos pagamentos.

Em 1998, a Companhia foi privatizada e continuou a pagar o aluguel das redes às cooperativas, da maneira que estava sendo feito antes da privatização, ou seja, sem atualizar os valores dos aluguéis. Com o advento da privatização, das treze cooperativas criadas, seis delas mantêm ações judiciais contra a Coelce, algumas pleiteando os reajustes não aplicados, outras requerendo o reequilíbrio do contrato de aluguel em percentuais aleatórios sobre o valor dos ativos. Deve-se ressaltar que os ativos da época das cooperativas já estão todos depreciados, conforme manual de contabilidade da Aneel. Além disso, essas cooperativas não se regularizaram como permissionárias perante o órgão regulador e, portanto, a partir de 1989, não poderiam prestar serviço de fornecimento de energia. Atualmente, os montantes envolvidos são os mencionados abaixo, sem valor provisionado:

Cooperativas	Provável (R\$/mil)	Possível (R\$/mil)	Remoto (R\$/mil)	Total (R\$/mil)
COERCE	350,00	224.575.675,61	-	224.576.025,61
COPERVA	350,00	209.180.059,09	-	209.180.409,09
	350,00	165.194.845,43	-	165.195.195,43
COPERCA	350,00	195.076.031,85	-	195.076.381,85
CERCA	350,00	17.108.570,70	-	17.108.920,70
CERVA	350,00	7.171.309,85	-	7.171.659,85
CERBO	350,00	4.871.944,18	-	4.872.294,18

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

Neste ano, o Instituto de Comunicação e Educação em Defesa dos Consumidores e Investidores (ICDESCA) surgiu no cenário nacional manejando ações judiciais contra várias distribuidoras de energia relativamente à destinação dos créditos tributários de PIS/COFINS incidentes pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), declarados inconstitucionais pelo STF. No caso da Enel CE (Coelce), ingressaram com duas ações civis públicas, uma para exigir a prestação de contas dos valores envolvidos e outra para exigir que os valores dos créditos sejam devolvidos diretamente por meio de crédito individual e proporcional a cada consumidor da concessionária, ao invés de fazê-lo difusamente por meio de reembolso tarifário. Vide a nota 4.7 deste Formulário de Referência.

A ENDICON, um ex-fornecedor da ENEL, judicializou a rescisão do contrato. Em pretensão contra a Enel CE (Coelce) e a Enel RJ (Ampla) na comarca de Belém/PA – local da sede da empresa, pleiteia indenização de ambas as distribuidoras por danos materiais e morais da R\$ 360,3 milhões (valores originais da ação). Pela dimensão dos contratos que detinha com a Coelce, os eventos em questão teriam resultado em alegadas perdas materiais de R\$ 140 milhões, além de danos morais de R\$ 70 milhões, segundo sugere. O valor total envolvido relativamente ao pleito frente à Coelce corresponde a R\$ 245,5 milhões, sem valor provisionado.

Principais Processos Cíveis Relevantes, de acordo com critério informado anteriormente:

Processos Regulatórios Relevantes:

Processo nº 0001711-62.2010.4.05.8100	
a. juízo	1º Vara Federal - Justiça Federal no Estado do Ceará
b. instância	Superior
c. data de instauração	08/02/2010
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Companhia e ANEEL
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado
f. principais fatos	Ilegalidade do reajuste tarifário de 2009 O Ministério Público Federal questiona o contrato de compra de energia elétrica firmado entre a Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. ("CGTF") e Enel Ceará ("Coelce"), empresas do mesmo grupo econômico, alegando que o preço da energia contratada é muito alto, o que acarreta uma sobretaxa excessiva no custo das tarifas de energia elétrica dos consumidores finais, que em sua opinião constitui lucro indevido e abusivo para a Companhia em detrimento do interesse público e dos consumidores. Portanto, a autora pede que os reajustes tarifários realizados desde 2008 sejam proibidos e que seja condenada a restituir os excessos na tarifa paga pelos consumidores. Em 14/04/2014, o juiz proferiu decisão acatando parcialmente a ação, declarando ilegais as receitas auferidas pela Companhia em função da "Parcela A" (parcela não administrável da alíquota, cuja composição foi modificada em 2009). Os demais pedidos do Ministério Público foram indeferidos pelo juiz, em especial o pedido de declaração de ilegalidade do contrato firmado entre a Companhia e a CGTF (PPA) de compra e venda de energia. Contra essa sentença, a Companhia interpôs embargos de esclarecimento, os quais foram indeferidos. Posteriormente, a Companhia e a ANEEL interpuseram recursos perante o Tribunal Regional Federal. Por sua vez, o Ministério Público Federal apresentou parecer, onde defende os termos do recurso interposto pelo Ministério Público Federal (primeira instância), ou seja,

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	apoia a declaração de ilegalidade do PPA entre a Companhia e CGTF, bem como a necessidade de ressarcimento dos encargos relativos à "Parcela A" (parte A da tarifa). Em 28/05/2015, foi proferida sentença negando provimento aos recursos apresentados. Em 17/06/2015, a Companhia interpôs Embargos de Esclarecimento contra esta decisão, os quais foram rejeitados. Em 21/10/2015, a Companhia interpôs Recurso Especial e Recurso Extraordinário, ambos encaminhados aos respectivos tribunais (Superior Tribunal de Justiça e Supremo Tribunal Federal). Em 09/12/2020 o Superior Tribunal de Justiça negou provimento ao Recurso Especial da Companhia. Em 16/12/2020, a Companhia apresentou embargos de declaração ao Superior Tribunal de Justiça. Em 31/12/2021, o processo aguardava decisão do juízo.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Seria muito relevante para a Companhia, sendo complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto. O que se pretende na presente demanda judicial é a alteração das regras previstas na legislação e nos contratos de concessão, que são aplicadas pela ANEEL para cálculo das tarifas das distribuidoras em todo o Brasil, não havendo, portanto, viabilidade para se mensurar o pedido da ação no presente momento.

Processo nº 0818722-90.2018.4.05.8100	
a. juízo	1º Vara Federal - Justiça Federal no Estado do Ceará
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	26/10/2016
d. partes no processo	Autor: Instituto de Pesquisa Científica e Tecnológica, Ensino e de Defesa do Consumidor (IPEDC) Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 797.431.050,90
f. principais fatos	Exclusão do Cálculo da Tarifa das Perdas Não-Técnicas. Trata-se de Ação Civil Pública de 2016, por meio da qual o IPEDC questiona a inclusão dos custos com furto de energia refletidos pelas distribuidoras na tarifa. Em resumo, o IPEDC afirma que os consumidores não poderiam pagar pelo furto de energia de outras pessoas e que a distribuidora deveria tomar as medidas necessárias para reduzi-lo. O prejuízo seria um risco comercial. A decisão sobre a inclusão da ANEEL poderia alterar a jurisdição estadual do processo para federal. Em 07/06/2017, foi proferido despacho notificando o Ministério Público para manifestar-se sobre o processo. Em 19/06/2017, o Ministério Público apresentou parecer propondo a realização de audiência para ouvir testemunhas e representantes das partes. Porém, em 18/04/2018 foi proferida decisão para que a ANEEL se manifestasse sobre seu interesse na ação, uma vez que o pedido feito é para a declaração de ilegalidade da metodologia tarifária. Em 28/09/2018, o juiz proferiu decisão determinando a transferência da ação para a Justiça Federal, considerando o interesse da ANEEL na matéria, ocorrida em 20/11/2018. Em 16/03/2020, foi proferida decisão e o pedido foi integralmente indeferido. Em 11/06/2020, o IPEDC interpôs Recurso de Apelação ao Tribunal Regional Federal. Em 19/11/2020, o TRF anulou a sentença e o processo retornou à 1ª instância para o complemento da instrução processual. Em 31/12/2021, o processo aguardava movimentação do juízo.
g. chance de perda	Remota
h. análise do impacto em caso de perda	Seria muito relevante para a Companhia, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

Processo nº 0006496-43.2005.4.05.8100	
a. juízo	7º Vara Federal - Justiça Federal no Estado do Ceará
b. instância	Superior
c. data de instauração	06/05/2005
d. partes no processo	Autor: Ordem dos Advogados do Brasil – OAB (OAB/CE) Réu: Companhia e ANEEL
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Valor: Indeterminado
f. principais fatos	Ilegalidade do reajuste tarifário de 2005 O autor alega que o reajuste tarifário concedido pela ANEEL em 2005 de 23,59% foi ilegal, por ser excessivo e maior do que todos os índices relacionados ao custo de vida, a exemplo do IGP-M. Alega que o preço da energia elétrica adquirida pela Companhia para distribuição no Estado do Ceará está acima do preço de mercado. Em 23/08/2017 o STJ afastou a ilegitimidade da OAB reconhecida pelo TRF. Em 07/12/2021, os autos foram devolvidos ao TRF da 5ª região para que seja julgado o mérito do recurso de apelação interposto pela OAB contra a sentença de improcedência da presente ação. Em 31/12/2021, o processo permanecia concluso para novo julgamento do recurso.
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	Seria muito relevante para a Companhia, sendo complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto. O que se pretende na presente demanda judicial é a alteração das regras previstas na legislação e nos contratos de concessão, que são aplicadas pela ANEEL para cálculo das tarifas das distribuidoras em todo o Brasil, não havendo, portanto, viabilidade para se mensurar o pedido da ação no presente momento.

Processo nº 0009011-67.2007.8.06.0001	
a. juízo	29ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	09/02/2007
d. partes no processo	Autor: Defensoria Pública do Estado do Ceará Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminada
f. principais fatos	Declaração de Ilegalidade da Cobrança dos Termos de Ocorrência ("TOI"). O requerente pretende declarar ilegal a cobrança e a suspensão do fornecimento de energia elétrica, através da aplicação do TOI pela Companhia, solicitando ainda, a restituição dos valores indevidamente pagos pelos consumidores. O requerente alega que esse procedimento é ilegal e unilateral, restringindo o direito dos consumidores de se defenderem. Alega ainda que, suspendendo o fornecimento de energia elétrica, em decorrência de dívidas oriundas de irregularidades determinadas pela própria Concessionária, ela vem cometendo ilegalidades. Em 19/05/2009, foi proferida sentença que declarou ilegais todas as cobranças feitas sob os TOI e ordenou o reembolso em dobro dos valores pagos pelos consumidores. A Companhia apresentou recurso contra este julgamento, ao qual obteve o efeito suspensivo. Em 13/11/2014, o Recurso interposto pela Companhia foi encaminhado ao Tribunal de Justiça do Ceará. Em 20/03/2015, o recurso foi à conclusão ao juiz-relator para decisão. Em 30/10/2019, o recurso de apelação foi conhecido, mas foi proferido acórdão mantendo a sentença inalterada. Em 19/11/2019 a Companhia apresentou

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	Embargos de Declaração, estando o recurso com o relator desde 18/09/2020. Em 31/12/2021, o processo aguardava decisão do juízo
g. chance de perda	Provável
h. análise do impacto em caso de perda	Seria muito relevante para a Companhia, sendo muito complexa a determinação exata de seu valor, devido às muitas variáveis que envolvem o assunto.

Processo nº 0409351-38.2010.8.06.0001 (TJCE) / 0800260-85.2018.4.05.8100 (JFCE)	
a. juízo	39ª Vara Cível de Fortaleza/CE
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	30/11/2012
d. partes no processo	Autor: Ministério Público do Estado do Ceará Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.371.712.987,11
f. principais fatos	Declaração de ilegalidade de revisão tarifária de 2012 em relação à cobrança de PIS/COFINS. O Ministério Público ajuizou uma ação civil pública afirmando que a transferência nas contribuições de PIS/COFINS para consumidores é ilegal e deve ser suspensa. Além disso, exige a restituição dos montantes indevidamente cobrados pela concessionária nos últimos 5 anos. Todavia, o STJ já decidiu (Recurso Especial nº 1185070/RS) pela legalidade da cobrança desses valores, por isso que o risco envolvido nessa ação é considerado remoto. Ocorreu declínio da competência em favor da Justiça Federal, que declinou novamente em favor da Justiça Comum (ANEEL não manifestou interesse na ação); por incompatibilidade de sistemas, em 29/11/2018 os autos foram arquivados e baixados. O processo está atualmente em primeira instância pendente de julgamento pelo juiz.
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	Os precedentes nos tribunais superiores são favoráveis aos argumentos da Companhia. O risco, em teoria, seria a condenação no valor contingenciado.

Processo nº 0384620-27.2000.8.06.0001 / 0045456-16.2009.8.06.0001	
a. juízo	Ação Monitória Processo nº 0384620-27.2000.8.06.0001 - 6ª Vara Cível de Fortaleza / Ação Revisional Processo nº 0045456-16.2009.8.06.0001 - 19ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	Ação Monitória Processo nº 0384620-27.2000.8.06.0001 - Em primeira instância / Ação Revisional Processo nº 0045456-16.2009.8.06.0001 - em terceira instância
c. data de instauração	10/07/1998
d. partes no processo	Autor: Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – (“COPERVA”) Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 374.375.604,52 (R\$ 209.180.059,09 / R\$ 165.194.845,43)
f. principais fatos	Reajuste de aluguel das linhas de transmissão Ação Monitória Processo nº 0384620-27.2000.8.06.0001 – O requerente pretende reajustar o valor do aluguel das suas linhas de transmissão (região norte do Estado do Ceará) pago pela Companhia, para calcular o aluguel com base em 0,5% do valor do bem alugado, de 1984 a 1997. A Companhia apresentou sua contestação, foi realizada uma perícia, a qual foi desfavorável à COPERVA, uma vez que o especialista afirmou que era impossível aumentar o valor do

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	<p>aluguel com base no valor dos ativos para o fornecimento de energia e que a metodologia deveria ser respeitada de ajuste estabelecido no contrato. A dívida determinada no relatório do perito foi de R\$ 17.000,00 (valor histórico de 2001). Em 19 de setembro de 2012, a COPERVA apresentou uma notificação de nulidade do parecer do perito, sobre o qual, até a presente data, o TJCE não decidiu. Desde 29 de fevereiro de 2016 os autos estão conclusos para decidir sobre os pedidos em relação à perícia.</p> <p>Ação Revisional Processo nº 0045456-16.2009.8.06.0001 - A COPERVA pretende reajustar o valor do aluguel de suas linhas de transmissão (região norte do Estado do Ceará) pago pela Companhia, para calcular o aluguel com base em 1,5% do valor do imóvel arrendado, de 1998 até os dias atuais. Em janeiro de 2010, foi proferida sentença determinando à Companhia o pagamento do reajuste do aluguel no montante pleiteado pela COPERVA e ao pagamento imediato de 100 aluguéis atrasados, atualizados e com juros de mora. Ante o recurso de Apelação, interposto pela Companhia em 07/04/2014, o TJCE anulou a sentença e ordenou que o caso fosse devolvido à primeira instância. Os Embargos de Declaração da COPERVA foram rejeitados em 10/06/2014 e foi aplicada multa de 1% do valor do processo. A COPERVA interpôs Recurso Especial (REsp), o qual foi rejeitado pelo TJCE. Em 03/02/2016, a COPERVA interpôs um REsp a essa nova decisão e os autos estão no STJ para apreciação. Em 05/11/2018, o STJ anulou a decisão dos embargos de declaração de COPERVA, afirmando que a decisão do TJCE não havia esclarecido satisfatoriamente os fatos apresentados nos embargos e determinou um novo julgamento desse recurso. Em 03/12/2018, a Companhia apresentou um recurso a essa decisão (Agravo Interno) ao próprio STJ para que a Turma decida sobre a questão (decisão monocrática). Em 31/12/2021, o processo aguardava decisão do juízo.</p>
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e manutenção do pagamento de aluguéis reajustados.

Processo nº 0067837-57.2005.8.06.0001	
a. juízo	22ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	26/10/2005
d. partes no processo	Autor: Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central (COERCE) Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 224.575.675,61
f. principais fatos	<p>Reajuste de aluguel das linhas de transmissão</p> <p>A ação iniciou em 2005 e procura ajustar o valor do aluguel dos ativos devido ao Companhia a ser calculado com base em 2% do valor da propriedade arrendada estimada pela COERCE em R\$ 7.488.510,00. O processo se encontra em fase inicial, uma vez que a fase de produção de provas sequer foi iniciada. Em 01/08/2014, foi anunciada uma decisão que determinou o julgamento do processo no estado em que se encontra, o que foi contestado pela Companhia. Em 08/12/2014, foi emitida nova decisão para revogar a anterior e as partes foram convocadas para indicar provas que elas pretendam produzir. A Companhia disse que pretende produzir evidências de natureza contábil e de engenharia, mas também exigiu que, antes da produção de evidências, uma série de fatos prejudiciais à continuidade do processo (incompetência da justiça comum, irregularidade na petição inicial e irregularidade de representação) fossem analisados. Em 17 de maio de 2017 foi proferida decisão saneadora que indeferiu o chamamento da ANEEL ao processo, bem como solicitando</p>

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	indicação de assistente de perícia. Em 04/09/2018 o perito contábil declinou do seu <i>munus</i> porque o caso comporta perícia de engenharia. Em 11/02/2020, determinou-se a realização da perícia de engenharia. Em 31/12/2021, o processo aguardava movimentação.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e manutenção do pagamento de aluguéis reajustados.

Processo nº 0041982-42.2006.8.06.0001	
a. juízo	10ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	16/08/2006
d. partes no processo	Autor: Cooperativa de Energia, telefonia e Desenvolvimento Rural do Cariri Ltda – COPERCA Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 195.076.031,85
f. principais fatos	Reajuste de aluguel das linhas de transmissão Status atual e status processual: processo em primeira instância. A Ação Revisional foi iniciada em 2007 e procura reajustar o valor do aluguel dos ativos devidos pela Companhia a serem calculados com base em 1% do valor do imóvel arrendado, sendo este estimado pela COPERCA em R\$ 15.660.060,00. Na sua solicitação inicial, a COPERCA apresentou um cálculo considerado incorreto pela Companhia, uma vez que, apesar de exigir o novo arrendamento com base em 1% de R\$ 15.666.060,00, referente a um valor de R\$ 313.320,00, este corresponde a 2% e não 1%, como inicialmente indicado em sua aplicação. A fase de evidência do processo ainda não foi realizada e apenas o estágio de discussão foi realizado no processo. Em 14/11/2017, foi designada audiência de conciliação. Em 27/11/2017, foi realizada audiência de conciliação, na qual só a Companhia compareceu. Em 04/12/2017, foi proferido despacho intimando as partes a se manifestarem sobre as provas que pretendem produzir, mesma data em que foi juntada a petição da Companhia nesse sentido. Em 11/12/2017, a autora requereu o julgamento antecipado da lide. Em 17/06/2019, determinou-se o envio do processo à Justiça Federal por se entender que ANEEL deveria manifestar interesse na demanda, o que ocorreu em 28/11/2019. Em 24/04/2020, o Juízo Federal afastou a participação da ANEEL por não ser parte interessada, tendo a demanda regressado à 10ª Vara Cível de Fortaleza/CE em 01/06/2020. Em 31/12/2021, o processo aguardava decisão do juízo.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e manutenção do pagamento de aluguéis reajustados.

Processo nº 0211619-63.2021.8.06.0001	
a. juízo	28ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	22/02/2021
d. partes no processo	Autor: Instituto de Comunicação em Defesa da Educação, Sociedade, Consumidor e Investidores (ICDESCA) Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.442.369.000,00 (valor apresentado pelo autor para prestação de contas para posterior restituição aos consumidores) (<i>vide item 4.7 deste Formulário de Referência</i>)
f. principais fatos	Ação Civil Pública de obrigação de fazer

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	A ação objetiva a devolução dos valores de forma direta, individual e proporcional por meio de crédito aos consumidores, ao invés de fazê-lo difusamente através das revisões tarifárias. O tema está em aberto perante a ANEEL vide item 4.7. Após a apresentação da defesa da ENEL e réplica do ICDESCA, em 16/09/21 a ENEL apresentou petição requerendo o arquivamento da ação devido ao indeferimento de outra ação movida pelo mesmo autor. Em 31/12/2021, o processo aguardava decisão do juízo.
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	Devolução dos valores do tributo diretamente aos consumidores, não de forma difusa na tarifa.

Processo nº 0211620-48.2021.8.06.0001	
a. juízo	13ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	22/02/2021
d. partes no processo	Autor: Instituto de Comunicação em Defesa da Educação, Sociedade, Consumidor e Investidores (ICDESCA) Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.442.369.000,00 (valor apresentado pelo autor para prestação de contas para posterior restituição aos consumidores) (<i>vide item 4.7 deste Formulário de Referência</i>)
f. principais fatos	Ação de Prestação de Contas A ação objetiva uma prestação de contas dos valores dos créditos tributários de PIS/COFINS que incidiram sobre o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) auferidos pela ENEL após a declaração de inconstitucionalidade pelo STF (<i>vide item 4.7</i>). Após a apresentação da defesa da ENEL e da resposta do ICDESCA, em 25/06/21 a ENEL apresentou as peças finais. Em 21/07/21, foi proferida decisão para notificar o Ministério Público para se manifestar sobre a ação, que apresentou parecer em 19/07/21. Em 26/07/21 foi proferida decisão para que o ICDESCA apresentasse seus associados, cuja manifestação não atendeu à determinação. Em 20/09/21, o juiz proferiu sentença julgando improcedentes os pedidos da ação. Em 21/09/21, o ICDESCA interpôs recurso de apelação, já respondido pela ENEL. Em 31/12/2021, o processo aguardava ser encaminhado para o Tribunal de Justiça (segunda instância).
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	Levaria à abertura de todas as informações tributárias relativas à constituição dos créditos discutidos na ação.

Outros Processos Relevantes:

Processo nº 0227271-58.2000.8.06.0001	
a. juízo	37ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	Superior
c. data de instauração	06/12/1994
d. partes no processo	Autor: Fiação Nordeste do Brasil S/A - FINOBRASA Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 139.274.550,71
f. principais fatos	Reajuste das tarifas de energia elétrica – Portarias DNAEE nº 38/86 e 45/86 (Tarifaço). Sucedida por Vicunha, a Autora ajuizou ação contra a Companhia alegando que o reajuste das tarifas de energia elétrica feito através das Portarias DNAEE nº 38 e 45, ambas em fevereiro de 1986 seria ilegal. É exigida a declaração da ilegalidade do reajuste e que seus

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	efeitos sejam refletidos em todos os reajustes subsequentes e na devolução dos valores indevidamente cobrados. Em 28/09/2010, o Tribunal de Justiça do Estado do Ceará proferiu decisão declarando ilegal a correção feita entre março/1986 e novembro/1986, mas rejeitou o reflexo nas demais correções (efeito cascata). Atualmente, aguarda-se o julgamento do recurso interposto pela FINOBRASA no Superior Tribunal de Justiça (terceira instância).
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e devolução das diferenças pagas.

Processo nº 0361328-13.2000.8.06.0001

a. juízo	13ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	03/12/1997
d. partes no processo	Autor: Carbomil Química S/A Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 82.208.889,88
f. principais fatos	Nulidade de TCDs O requerente pretende proceder à revisão dos termos de confissão de dívida firmados em 20 de setembro de 1995 (TCDs nº 335/95 e 336/95) e que se obrigou a pagar valores correspondentes a débitos de contas de energia elétrica, a serem pagos em 48 parcelas. Para tanto, alega que a assinatura se deu mediante coação e que nos valores originais das faturas estariam inclusos reajustes ilegais de tarifa de energia elétrica e ainda correção monetária pela TR. Em 14/05/2014, foi proferida sentença que concedeu provimento parcial aos pedidos, mantendo a multa de mora em 10% até 11/03/1991 (entrada em vigor do CDC) e reduzindo-a para o limite de 2% após essa data, bem como afastar a capitalização mensal de juros. Em 11/03/2020, foi firmado o relatório do acórdão, desde então se aguarda data para julgamento.
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e devolução das diferenças pagas.

Processo nº 0001584-58.2000.8.06.0035

a. juízo	1ª Vara Cível de Aracati
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	27/06/1990
d. partes no processo	Autor: Romério Moreira de Deus & Outros Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 199.723.161,40
f. principais fatos	Os requerentes pretendem impedir por Interdito Proibitório o prosseguimento da implantação de postes e da extensão de rede na região da praia de canoa quebrada em Aracati/CE, a qual alegam ser de sua posse e propriedade. Em 19/04/1995, foi proferida sentença julgando improcedente os pedidos da ação. Os Autores apresentaram recurso de apelação, o qual foi recebido no efeito suspensivo. Em 23/10/1996, o recurso foi conhecido e proferido acórdão reformando a sentença, de modo a reintegrar os Autores na posse do imóvel. Em 09/12/1997, os Autores iniciam Execução Provisória de Sentença (liquidação por artigos), que foi impugnada em 14/10/1998 pela Companhia. Em 15/04/1998, o STJ havia certificado o decurso do prazo recursal (AGTR em REsp não conhecido). Em 26/10/2001, o juízo afastou a discussão sobre as perdas e danos e manteve a liquidação de sentença apenas nos ônus de sucumbência (R\$ 6.237,58), decisão que foi objeto de Recurso de

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	Apelação dos Autores em 24/04/2002, que foi conhecido e teve negado provimento em 21/08/2006. Em 30/03/2011, o juízo determinou a entrega o imóvel interdita sob pena de multa de R\$ 10.000,00/dia, o que foi rechaçado pela Companhia. Em 25/02/2015, o juízo converteu o julgamento em diligência (audiência), pelo que converteu a obrigação em perdas e danos a ser apurada em perícia. Em 02/06/2016, o juízo definiu um perito. Quesitos dos Autores em 14/12/2016 e da Companhia em 28/09/2017. Em 13/09/2018, houve a substituição do perito judicial, pelo que se fez necessário o complemento de honorários de parte do autor em 01/07/2020. Em 17/09/2020, o juízo autorizou ao perito o início dos trabalhos periciais, o qual se aguarda conclusão.
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado e o pagamento da indenização pleiteada.

Processo nº 0860641-89.2021.8.14.0301	
a. juízo	13ª Vara Cível de Belém/PA
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	17/10/2021
d. partes no processo	Autor: Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A Réu: Companhia & Enel RJ (Ampla)
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 399.741.576,40 (Companhia: R\$ 227.126.959,83)
f. principais fatos	<p>Ação de indenização por perdas e danos em função de rescisão contratual</p> <p>Trata-se de ação indenizatória contra a Enel CE em conjunto com a Enel RJ, que tramita em Belém/PA – local da sede da empresa, por meio da qual a ENDICON demanda indenização por rescisão contratual. Alega que uma sucessão de eventos ocorridos nos contratos do Rio de Janeiro (Ampla) e do Ceará (Coelce) resultou em prejuízos, que teriam se materializado com a rescisão dos contratos, pelos quais pleiteia indenização por danos materiais e morais da R\$ 360.351.817,34 (valores originais da ação). Em relação aos contratos no Ceará, o desequilíbrio econômico na gestão operacional (falta de materiais disponíveis para as equipes de campo, suposto retrabalho desnecessário, mudança na forma de remuneração dos serviços, necessidade de aumento da mão de obra por meio da implantação de um novo controle e monitoramento, não pagamento de serviços e ocorrência de <i>stop work</i> após acidente fatal), bem como a questão da rescisão antecipada de contratos pela Enel, que a Endicon aponta como fator importante em sua reclamação Indenização: A Endicon sustenta que os acidentes fatais foram de responsabilidade exclusiva das empresas Enel e, portanto, solicita indenização por danos tanto pela paralisação do trabalho decorrente dos acidentes quanto pelos lucros cessantes decorrentes da rescisão antecipada. Em valores originais da ação, eventos que teriam resultado nas perdas alegadas de R\$ 140.028.733,04 (risco de perda possível), além de danos morais de R\$ 70.014.366,52 (risco de perda remota). A Endicon requereu liminar, inicialmente concedida pelo Poder Judiciário, para que a Enel realizasse: (i) a inclusão do valor pleiteado na ação nos registros de passivos contingentes nas demonstrações financeiras das empresas requeridas e (ii) que ambas as empresas fazer a publicação de fato relevante ao Mercado sobre a existência do referido processo e os valores envolvidos.</p> <p>Em 06/12/2021, suspendeu-se a medida cautelar que a Endicon havia obtido, por meio de Mandado de Segurança. O referido procedimento foi instaurado paralelamente à ação judicial para inibir o ato coercitivo do referido amparo. Apesar de ter deferido a suspensão da medida cautelar, aguarda-se o julgamento do Mandado de Segurança, momento em que será apurado o mérito da manutenção ou não da</p>

4.3 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos E Relevantes

	suspensão da medida cautelar. Em 02/12/2021, a ENEL apresentou sua defesa. Em 31/12/2021, o processo aguardava decisão do juízo.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	A condenação poderá chegar ao valor total contingenciado devidamente atualizado.

4.3.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.3

A Companhia é parte em diversos processos judiciais no desenvolvimento normal de suas atividades. Para os processos descritos no item 4.3 acima, foram provisionados R\$ 154,0 milhões. O cálculo dos valores a serem provisionados reflete a melhor expectativa de perda das ações judiciais, apurado conjuntamente pelos advogados externos e internos, responsáveis pela condução dos processos.

Não há como assegurar que o valor provisionado será suficiente para cobrir eventuais condenações. Ademais, há ações cujo valor não pode ser estimado de modo que não foi realizada provisão. O efeito de uma decisão desfavorável nessas ações pode ter um impacto negativo sobre o negócio da Companhia.

4.4 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Não Sigilosos Cujas Partes Contrárias Sejam Administradores, Ex-administradores, Controladores, Ex-controladores ou Investidores**4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores**

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não é parte de quaisquer processos judiciais, administrativos e arbitrais cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia.

4.4.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.4

Não aplicável em decorrência da não existência de processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos na forma descrita no item 4.4 acima.

4.5 - Processos Sigilosos Relevantes

4.5 - Processos sigilosos relevantes

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não figurava como parte em processos sigilosos relevantes que não tenham sido divulgados nos itens anteriores.

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Foram considerados como processos relevantes para os fins deste item 4.6 do Formulário de Referência, processos com mesma causa de pedir ou baseados em fatos semelhantes que (i) conjuntamente tenham valor igual ou superior a R\$ 70,0 milhões, e (ii) representem riscos de imagem inerentes a uma certa prática da Companhia. Não há processos trabalhistas com essa característica na Companhia.

Processo Cível – Acidente (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	276,4 (em 31 de dezembro de 2021)
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Ações ajuizadas contra a Companhia, em função dos acidentes sofridos por terceiros, tais como i) morte por eletroplessão; ii) danos físicos causados por acidente na rede e ii) acidentes de trânsito.
c. número de ações	267
d. valor provisionado	44,7

Processo Cível – Cooperativas de eletrificação rural (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	823,1 (em 31 de dezembro de 2021)
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Ações ajuizadas contra a Companhia onde são discutidas as condições de uso de redes em zona rural supostamente de propriedade de cooperativas.
c. número de ações	7
d. valor provisionado	Não há

Processo Cível - Reajuste Tarifário (Tarifaço) (R\$ Milhões)	
a. valores envolvidos	215,0 (em 31 de dezembro de 2021)
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Ações ajuizadas contra a Companhia, em razão do reajuste das tarifas de energia elétrica aplicado com base nas Portarias 38 e 45 do DNAEE, em violação aos decretos federais que estabeleceram o congelamento dos preços no Brasil.
c. número de ações	32
d. valor provisionado	7,3

Processo Cível – Relações de consumo (R\$ Milhões)	
a. valores envolvidos	423,5 (em 31 de dezembro de 2021)
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Ações ajuizadas por consumidores em face da Companhia por supostas falhas na prestação do serviço realizado. As ações judiciais envolvem os mais diversos assuntos, por exemplo, corte indevido, passando por protesto ou restrição de crédito e cobrança indevida.
c. número de ações	10.950
d. valor provisionado	42,1

Processos de natureza tributária

Processo Tributário – ICMS/Ativo Fixo (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	215,8 (em 31 de dezembro de 2021)
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Autos de infração lavrados para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição de bens destinados ao ativo fixo. Defende-se que tais ativos dão direito a crédito.
c. número de ações	12
d. valor provisionado	0

4.6 - Processos Judiciais, Administrativos ou Arbitrais Repetitivos ou Conexos, Não Sigilosos E Relevantes em Conjunto

Processo Tributário – ICMS/Baixa Renda e energia a curto prazo (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	250,7 (em 31 de dezembro de 2021)
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Auto lavrado para a cobrança do ICMS que resulta da questão do estorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda" e energia a curto prazo ("CCEE").
c. número de ações	10
d. valor provisionado	0

Processo Tributário – ICMS/Baixa Renda e CDE (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	129,7 (em 31 de dezembro de 2021)
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Auto lavrado para a cobrança do ICMS sobre a parcela da subvenção-CDE e baixa renda
c. número de ações	4
d. valor provisionado	0

Processo Tributário – ICMS/Demanda contratada e alíquota (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	505,4 (em 31 de dezembro de 2021)
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Alguns clientes da Companhia ajuizaram contra o Estado do Ceará ações questionando a procedência do ICMS sobre a demanda de potência contratada, bem como a redução da alíquota aplicada na energia elétrica. Apesar da Companhia não figurar no polo passivo dessas ações, o Estado do Ceará tem lavrado autos de infração cobrando a diferença do ICMS em razão das decisões judiciais favoráveis aos clientes, com a finalidade de evitar a decadência.
c. número de ações	16
d. valor provisionado	0

Processo Tributário – ICMS/Diferença de ingressos contábeis e fiscais (R\$ milhões)	
a. valores envolvidos	263,5 (em 31 de dezembro de 2021)
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Autos de infração lavrados para a cobrança de ICMS oriunda de divergência entre a receita bruta contabilizada e total de receita informada na DAICMS (declaração à fazenda estadual dos valores a pagar de ICMS). O auto de maior valor (243,8 milhões) teve realização de perícia que reduziu de forma relevante o valor da autuação. Aguarda-se julgamento do recurso da Companhia.
c. número de ações	4
d. valor provisionado	0

4.6.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.6

Em 31 de dezembro de 2021 o valor total envolvido nos processos descritos no item 4.6 deste Formulário de Referência era de aproximadamente R\$ 3.103,1 milhões, dos quais aproximadamente R\$ 94,1 milhões foram provisionados.

As provisões da Companhia são registradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e IFRS, sendo constituída provisão para os processos com provável futuro desembolso de caixa, conforme avaliação da Companhia, assessorada por seus consultores jurídicos.

4.7 - Outras Contingências Relevantes

4.7 - Outras contingências relevantes

PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

O STF decidiu em março de 2017 o tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõe a base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração que estão pendentes de julgamento, buscando a modulação dos efeitos e alguns esclarecimentos.

A Companhia possui uma ação judicial e foi cientificada em abril de 2019 do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 5ª Região, reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS das bases de cálculo do PIS e da COFINS a partir de maio de 2001.

Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar que atualizado corresponde ao montante de R\$ 1.252,1 milhões e passivo que atualizado corresponde ao montante de R\$ 1.449,9 milhões, por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais deverão ser repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores. Os valores a serem devolvidos serão calculados líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia. A Companhia está adotando os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais.

O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e será efetuado conforme normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A partir de maio de 2019, em conformidade com a decisão transitada em julgado, a Companhia passou a calcular os valores a recolher de PIS e da COFINS sem a inclusão do ICMS nas referidas bases de cálculo.

Em 17 de março de 2021 a ANEEL iniciou procedimento de tomada de subsídios para colher informações para o tratamento regulatório a ser dado e, entre 11 de fevereiro de 2021 e 29 de março de 2021, a ANEEL realizou a Consulta Pública nº 005/2021 visando obter subsídios para o aprimoramento da proposta de devolução dos créditos tributários decorrentes de processos judiciais que versam sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS. Ainda não há decisão definitiva sobre o tema. Diante do exposto, a Companhia vem efetuando a compensação do ativo com os tributos a pagar de acordo com as previsões legais, totalizando em 31 de março de 2021 o montante compensado de R\$ 61,5 milhões, e (31 de dezembro de 2021 o montante compensado de R\$ 165,9 milhões), aguarda a definição da ANEEL acerca do mecanismo de repasse aos consumidores.

4.8 - Regras do País de Origem e do País em Que os Valores Mobiliários Estão Custodiados

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

(a) restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

(b) restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

(c) hipóteses de cancelamento de registro, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

(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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

(e) outras questões do interesse dos investidores

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

5.1 - Descrição da política de gerenciamento de riscos

(a) política formalizada de gerenciamento de riscos

A Companhia segue as diretrizes do Sistema de Controles Interno e Gestão de Riscos (“**SCIGR**”) definido a nível Holding (“**Enel SpA**”), que estabelece as diretrizes na gestão dos riscos através das respectivas normas, procedimentos, sistemas etc., para aplicar nos diferentes níveis da Companhia, nos processos de identificação, análise, avaliação, tratamento e comunicação dos riscos que o negócio enfrenta continuamente. Estas são aprovadas pelo Conselho de Administração da Enel SpA, o qual abriga um Comitê de Controles e Riscos, que dá suporte à avaliação e decisões do Conselho, relativas aos controles internos e sistema de gestão de riscos, bem como aquelas relativas à aprovação das demonstrações financeiras periódicas.

Para seu cumprimento existe a política específica de Gestão de Riscos da Coelce que é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração da Companhia, observando e aplicando as exigências locais em termos de cultura de riscos.

O sistema de gestão de riscos do Grupo Enel considera as três linhas (de defesa) para obter um gerenciamento eficaz e eficiente de riscos e controles, onde o controle da unidade de negócio é a primeira linha de defesa no gerenciamento dos riscos, através das diversas funções de controles internos desenvolvidos para assegurar a gestão dos riscos e supervisionar a conformidade com políticas e procedimentos internos estabelecidos pela unidade de negócio, a área de Gerenciamento de Riscos, responsável pelo processo de gestão de riscos da Companhia, é a segunda linha de defesa, e a Auditoria Interna é a terceira linha, responsável por realizar uma avaliação independente do sistema de gestão de riscos. Cada uma dessas três “linhas” desempenha um papel distinto dentro da estrutura mais ampla de governança de riscos da organização. Cada linha de defesa tem a obrigação de informar e manter atualizada a Alta Administração e os Diretores sobre a gestão de riscos.

A área de Gerenciamento de Riscos possui a Certificação Internacional ISO 31000: 2018 (G31000) e atua de acordo com as diretrizes atuais desta norma internacional para gerenciar os riscos da Companhia, onde o principal objetivo é realizar as etapas de identificação, análise e avaliação de riscos, dentro do processo de avaliação de riscos, e seu tratamento, através da definição de ações de mitigação por meio de planos de ação elaborados junto às áreas e *Risk Owners*, colaboradores das unidades de negócio responsáveis pelos diferentes riscos. Na fase de tratamento dos riscos, são consideradas as ações necessárias cobertas pelas políticas e procedimentos internos, bem como a estrita observância das normas internacionais (**ISO**) e das regulamentações governamentais, a fim de garantir boas práticas de governança e a continuidade dos negócios.

Os gerenciamentos dos controles internos visam garantir que as atividades do negócio, à luz deste tema, permitam mitigar os riscos relacionados à observação e à aplicação rigorosa de todos os procedimentos e normas atuais, ambos relacionados ao cumprimento da metodologia Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway (“**COSO**”). Esta área atende a todos os requisitos para o monitoramento periódico da Lei Sarbanes-Oxley, incluindo a certificação semestral desses controles para auditoria externa e para definição em conjunto com os proprietários de processos e proprietários de controles ações para mitigar as deficiências dos controles endereçados pelos Auditores Externos Independentes e melhorar continuamente os processos, bem como monitorar sua implementação e comunicar o status à Alta Administração.

O sistema de gestão de riscos do Grupo Enel está sujeito a testes regulares e auditorias, levando em conta a evolução das operações corporativas e a situação em questão, bem como as melhores práticas e diretrizes de regulamentos internos e regulamentos internacionais como ISO 31000: 2018 (G31000), COSO, COBITetc.

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

A Companhia possui um Comitê de Crise que visa garantir a clareza, rapidez e eficiência da tomada de decisões e comunicação interna/externa para a gestão de qualquer evento que possa comprometer a segurança das pessoas, a continuidade do serviço público e empresarial, meio ambiente, proteção patrimonial, imagem e reputação e gestão da Companhia, bem como minimizar os impactos nas partes interessadas para garantir a rápida restauração das condições operacionais normais.

O sistema está sujeito a testes periódicos e verificações, levando em consideração a evolução das operações corporativas e a situação em questão, assim como as melhores práticas.

(b) objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos

O Conselho de Administração da Companhia aprova anualmente a política específica de Gestão de Riscos da Coelce, que tem como objetivo indicar as diretrizes, responsabilidades, mecanismos e procedimentos internos para a gestão dos riscos inerentes aos negócios da Companhia, de maneira a monitorar e mitigar tais riscos de forma eficaz.

(i) riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção, utilizando 6 macrocategorias de riscos, a saber: Financeiros, Estratégicos, Governança e Cultura, Tecnologia Digital, *Compliance*, Operacionais; e 38 subcategorias de riscos.

A taxonomia de risco e sua gestão abrange o processo completo de avaliação de risco (identificação, análise e avaliação) de acordo com a Norma ISO 31000:2018, refletindo claramente os riscos avaliados, mostrando as probabilidades e impactos, quantificando-os antes e depois das ações de mitigação.

Financeiros: englobam riscos de mercado (relacionados a mudanças no cenário macroeconômico, as quais são ocasionadas por alterações nas taxas de juros, de câmbio e na expectativa inflacionária) e riscos de crédito (possibilidade de contrapartes não honrarem seus compromissos), liquidez e adequação da estrutura de capital e acesso ao financiamento.

Estratégicos: representam os riscos que afetam a estratégia ou continuidade do negócio e/ ou seus objetivos estratégicos, estão relacionados, por exemplo, à inovação, planos de investimento, novos clientes, novos players, desenvolvimento legislativo e regulatório, tendências macroeconômicas e geopolíticas, mudanças climáticas, entre outros.

Governança e Cultura: risco de incorrer em perdas econômicas ou financeiras e danos à reputação como resultado de uma incapacidade de atingir as expectativas das partes interessadas (stakeholders), incluindo aspectos éticos e culturais da Companhia.

Tecnologia Digital (*cyber security*): relacionados a sanções judiciais administrativas, perdas econômico-financeiras e danos à reputação, como consequência de ataques cibernéticos roubos de dados corporativos e clientes sensíveis ou massivos, atribuíveis à falta de segurança da informação, segurança de redes, sistemas operacionais, bancos de dados, digitalização, eficácia de TI e que possam afetar a continuidade do serviço.

Compliance: risco de não-conformidade com regulamentação e/ou legislação (cíveis, trabalhistas, fiscais, ambientais, direito do consumidor e rescisões contratuais), que possa gerar exposição e penalidades legais, perdas financeiras e de reputação.

Operacionais: representam os riscos da operação decorrentes de processos internos inadequados, falhas sistêmicas na rede e outros eventos de causas externas. Seu monitoramento

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

visa garantir a disponibilidade, qualidade e eficiência dos processos e infraestrutura de distribuição e transmissão.

Adicionalmente, dentre o conjunto de riscos monitorados relacionados à sustentabilidade, aqueles relacionados às mudanças climáticas são particularmente relevantes. Dois tipos podem ser distinguidos: (i) **riscos físicos associados às mudanças climáticas**: relacionados à ocorrência de condições climáticas extremas ou a mudanças graduais; e (ii) **riscos de transição para uma economia de baixo carbono**: que envolvem riscos relacionados a mudanças regulatórias/legais, políticas, tecnológicas e de mercado com efeito de curto, médio e longo prazo.

(ii) instrumentos utilizados para proteção

A seguir, apresenta-se os grupos de riscos e como eles são tratados:

Financeiros: a Companhia segue a Política Global de Gerenciamento de Riscos Financeiros do Grupo Enel, a qual estabelece parâmetros para proteger a Companhia de eventuais prejuízos em operações financeiras, bem como de falhas nos processos de registro, acompanhamento e avaliação. As determinações da Lei Sarbanes-Oxley orientam os controles internos e o processo de preparação e divulgação das informações financeiras. Os controles internos são monitorados e avaliados semestralmente através do sistema corporativo SAP GRC. Adicionalmente, a Companhia acompanha sua exposição a contrapartes e segue critérios que classificam as contrapartes por nível de risco e limitam o seu nível de exposição a cada contraparte. Esta exposição é medida diariamente por meio dos fluxos de caixa diário e projetados, permitindo planejar a alocação adequada dos recursos disponíveis. A Companhia também se utiliza de instrumentos derivativos com o único objetivo de proteger suas posições financeiras sujeitas a variações cambiais e taxas de juros. O risco de oscilação do preço de energia é gerenciado por equipes especializadas em mercado energético, utilizando modelos estatísticos para de demanda e hidrologia.

Estratégicos: são gerenciados pela área de *Risk Control* Latin America através da matriz de riscos classificando-os de acordo com sua probabilidade e impacto, que pode ser quantitativo e/ou qualitativo, são revisados mensalmente em reuniões de acompanhamento com os responsáveis pelo monitoramento e mitigação deles ("*Country Managements*" e "*Risk Owners*").

Tecnologia Digital (*cyber security*): por se tratar de um risco transversal, com impacto em todo o mundo, o Grupo Enel possui uma área especializada ("**CERT**") e centralizada, que monitora e apoia todas as empresas do Grupo em relação a riscos dessa natureza. O CERT faz parte da área de Segurança Cibernética, que monitora as instalações em tempo integral, em busca de melhorias contínuas na proteção em toda a organização.

Compliance: para gerir esses riscos, a Companhia utiliza o controle de parâmetros. Há acompanhamento dos processos judiciais ou administrativos pelas áreas jurídicas da Companhia, e uma área específica de Regulação acompanha também as determinações da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e promove a conformidade nas atividades da Companhia.

Operacionais: são gerenciados por meio de procedimentos e normas formais comerciais, operacionais e de execução. Além disso, a Companhia possui diversos sistemas operacionais que também são utilizados como ferramentas na prevenção, identificação e monitoramento desses riscos.

Governança e Cultura: para gerenciar essa classe de riscos, que envolve o relacionamento com partes interessadas ("*stakeholders*"), há acompanhamento diário da exposição e imagem da Companhia, e são realizadas pesquisas periódicas com consumidores e formadores de opinião. Há ainda divulgação de normas de conduta entre colaboradores, ressaltando aspectos como ética e respeito ao ser humano e ao meio ambiente, em complemento ao Programa de Integridade da Companhia, aprovado pelo Conselho de Administração, que objetiva garantir aderência aos

5.1 - Política de Gerenciamento de Riscos

requisitos da legislação brasileira Anticorrupção (“Lei 12.846/13”). Esse programa está inserido no Programa Global de *Compliance*, adotado pelas companhias do Grupo Enel no Brasil.

(iii) estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

O Grupo Enel possui um comitê global de gerenciamento de riscos, o qual possui as seguintes atribuições: (i) aprovar as políticas de riscos propostas pelo *Controller* de risco da holding Enel Brasil S.A.; (ii) aprovar os limites de exposição propostos; (iii) autorizar quebras de limites; (iv) definir estratégias de riscos identificando planos de ação e instrumentos para mitigar os riscos; e (v) supervisão global do gerenciamento e controle de riscos.

A função de *Risk Control* Latin America atende a todos, e cada um dos países dentro da América Latina, onde é responsável pela gestão dos principais riscos relacionados a Financeiros; Estratégicos; Governança e Cultura; Tecnologia Digital, *Compliance*, Operacional, bem como identificar outros riscos de forma ex-ante e definir em conjunto com os *Risk Owners* e *Risk Assessors*, as ações de mitigação, quantificação, planos de ação para controlar os riscos (endógenos e exógenos) inerentes em cada negócio para continuar no processo ex-post com a contínua gestão de riscos, com a finalidade de eliminar, reduzir ou tratar os riscos associados e identificados, que impactam as *Business Line* de Infraestrutura & Networking (I&N), *Trading Generation* (TGx), Geração (GT), Enel Green Power (EGP) e Enel X.

No âmbito de cada sociedade do Grupo, incluindo a Companhia, os processos de gestão de riscos são descentralizados, e cada gestor responsável pelo processo operacional em que se origina o risco é também responsável pelo tratamento e pela adoção de medidas de controle e mitigação dos referidos riscos.

Adicionalmente, com o objetivo de monitorar o cumprimento das políticas internas, inclusive relacionadas a riscos, a Companhia conta com uma equipe de Auditoria Interna, responsável por realizar periodicamente auditorias e verificar se as políticas e controles estabelecidos estão em funcionamento.

Além do Comitê de Riscos e da Auditoria Interna, a Companhia conta ainda com uma área de Controles Internos que tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócios na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos. Essa área atende a todos requisitos de acompanhamento periódico da Lei Sarbanes-Oxley, inclusive com certificação semestral desses controles por auditoria externa.

(c) adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A gestão dos riscos está alinhada com os objetivos estratégicos da organização e envolve, além da área de Auditoria Interna e de Controles Internos, gestores das áreas de negócio e de apoio, definidos como *Process* e *Control Owners* dos riscos que afetam as demonstrações financeiras da Companhia. Portanto, eles utilizam suas estruturas específicas para o gerenciamento dos riscos, enquanto as áreas de Auditoria Interna e Controles Internos estão estruturadas para executar testes periódicos, assegurando a efetividade dos controles internos da Companhia.

A Companhia entende que a sua estrutura operacional e de controles internos é adequada para a verificação da efetividade da política adotada.

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

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

a. política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia segue a Política Global de Gerenciamento de Riscos Financeiros do grupo Enel (Policy no 349), a qual estabelece parâmetros para salvaguardar a Companhia de eventuais prejuízos em operações financeiras, bem como de falhas nos processos de registro, acompanhamento e avaliação.

A Companhia adota estratégias visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos financeiros. Com essa finalidade, mantém processos gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e oportunidades/condições de cobertura no mercado.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:

A Companhia tem como objetivos de gerenciamento de riscos: (i) manter um nível mínimo de caixa para assegurar a disponibilidade de recursos financeiros e minimizar riscos de liquidez; (ii) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge exclusivamente para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

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

Dentre os riscos de mercado para os quais a Companhia possui mecanismos de proteção estão:

Risco de crédito

Esse risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes ou de uma contraparte, em um instrumento financeiro, não cumprir com suas obrigações contratuais. No caso de transações financeiras, as políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (rating) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

Até o momento, o portfólio do Grupo demonstrou resiliência à crise global da pandemia. Tudo isso graças a um fortalecimento dos canais de cobrança digital e uma sólida diversificação de clientes comerciais que tiveram baixa exposição aos impactos do COVID.

No caso de créditos com consumidores, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específica. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

Os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis são considerados como bastante reduzidos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente a custos não recuperados por meio de tarifa.

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia possuía exposição ao risco de crédito relacionado aos seguintes ativos financeiros:

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

	31.12.2021	31.12.2020
Caixa e equivalentes de caixa	204.316	166.015
Títulos e valores mobiliários	80.648	92.376
Instrumentos financeiros derivativos	7.300	64.356
Contas a receber de clientes e outros recebíveis	1.721.911	1.485.066
Ativos financeiros setoriais	518.671	-
Ativo indenizável (concessão)	3.912.580	3.026.407
	6.445.426	4.834.220

Em 31 de dezembro de 2021, para o saldo de caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e instrumentos financeiros derivativos, a Companhia possuía a seguinte exposição de ativos com a seguinte classificação de risco realizada pela Agência Standard & Poor's (escala nacional):

Tabela 5.2.b.i.1 (R\$ mil):

Instrumentos Financeiros Derivativos	31.12.2021	31.12.2020
AA-	7.300	64.356
Total geral	7.300	64.356

Equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31.12.2021	31.12.2020
AAA	257.086	227.501
AA+	14	13
Total geral	257.100	227.514

Risco de câmbio

Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar perdas para Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados ao dólar. De forma a evitar este risco, todas as dívidas indexadas ao dólar da Companhia possuem contratos de swap (de Dólar+spread para Real+CDI+spread). A seguir é apresentada a exposição da Companhia em 31 de dezembro de 2021 (em milhares de reais).

	31.12.2021
Passivos em moeda estrangeira	
Empréstimos e financiamento	1.222.483
Exposição patrimonial	1.222.483
Ponta ativa - instrumentos financeiros	(1.189.988)
Exposição líquida	32.495

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

Risco de encargos de dívida (taxas de Juros e inflação)

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possuía 99% da dívida total indexada a taxas variáveis (CDI, IPCA, Libor e TJLP).

Tabela 5.2.b.i.2 (R\$ mil):

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores	31.12.2021	%	31.12.2020	%
Sellic	600	0,23%	15.575	6,85%
CDI	256.500	99,77%	211.926	93,15%
Pré-Fixado	-	0,00%	13	0,01%
Total	257.100	100,00%	227.514	100,00%

Em relação aos empréstimos indexados a taxas variáveis, que caracterizam o mercado brasileiro, no qual taxas prefixadas são ainda menos frequentes, a Companhia acompanha as taxas de juros e de inflação, de forma a observar oportunidades de contratar derivativos para se proteger contra possíveis flutuações destas taxas.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possuía a seguinte exposição:

Tabela 5.2.b.i.3 (R\$ mil):

Ativo Financeiro Indenizável	31.12.2021	%	31.12.2020	%
IPCA	3.912.580	100,00%	3.026.407	100,00%
Total	3.912.580	100,00%	3.026.407	100,00%

Tabela 5.2.b.i.4 (R\$ mil):

Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Derivativos	31.12.2021	%	31.12.2020	%
Taxa fixa	36.099	0,97%	10.824	0,45%
TJLP	665	0,02%	665	0,03%
CDI	2.483.939	66,87%	1.254.017	51,70%
IPCA	1.187.282	31,96%	1.154.339	47,59%
Libor	6.383	0,17%	5.948	0,25%
Total	3.714.368	100,00%	2.425.793	100,00%

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (cambio, taxas de juros e inflação), a Companhia adota como estratégia a diversificação de indexadores e, eventualmente, se utiliza de instrumento financeiros derivativos para fins de proteção, à medida em que se identifique esta necessidade e haja condições de mercado adequadas que o permita.

Risco de liquidez

Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

A liquidez da Companhia é gerida por meio do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez. Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil S.A e com a Enel Finance International EFI N.V. aprovados pela Aneel.

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

Risco de crédito, cambio, taxas de juros e inflação

O impacto de fatores que possam afetar as operações, o Balanço e os Resultados da Companhia, tais como flutuações na atividade econômica (risco de crédito), taxa de câmbio, taxas de juros e índices de inflação, é monitorado constantemente por meio de simulações periódicas das exposições de crédito (aplicações financeiras e créditos a receber de clientes) e dívida, do fluxo de caixa para os próximos 12 meses e através do Plano Industrial da Companhia (Business Industrial Plan - BIP) que sofre atualização trimestral ou semestral para o ano corrente e revisão anual para o longo prazo que compreende às projeções para um período de cinco anos.

O monitoramento permite o planejamento do nível de exposição a cada indexador, levando em consideração também as oportunidades e restrições de mercado, buscando uma diversificação (Tabela 5.2.b.i.4) que reduza impactos que a volatilidade de mercado possa causar no estoque de dívidas e gastos financeiros.

No do Ativo Financeiro Indenizável (Tabela 5.2.b.i.3), a atualização pelo IPCA é parte do modelo regulatório, não havendo ações de proteção aplicáveis.

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (cambio, taxas de juros e inflação), a Companhia adota como estratégia a contratação de operações atreladas principalmente aos índices que predominam no mercado brasileiro, tais como CDI/Selic, que possuem menor volatilidade frente aos demais indexadores e, eventualmente, se utiliza de instrumento financeiros derivativos para fins de proteção, à medida em que se identifique esta necessidade e haja condições de mercado adequadas que o permita.

Para o risco de crédito junto aos clientes, a Companhia adota como estratégia uma política de cobrança preventiva com ações que evitam a utilização imediata do instrumento de corte. Além disso, a Companhia possui uma base de clientes diversificada e pulverizada que permite a mitigação desse risco de forma natural. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

Risco de Liquidez

Para os ativos financeiros utilizados na gestão de liquidez (Tabela 5.2.b.i.2), o mercado brasileiro atua predominantemente com o CDI/Selic como referenciais para instrumentos de liquidez imediata. Assim, a Companhia adota como estratégia alocar a maior parte de suas disponibilidades em aplicações financeiras atreladas ao CDI/Selic. Considerando que o estoque de dívidas indexadas a estes indexadores supera o saldo de ativos, não há outras ações de balanceamento ou hedge

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

necessárias (a estratégia de gestão de riscos para estes instrumentos está mais relacionada à diversificação de riscos de contraparte, explicitada na Tabela 5.2.b.i.1).

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

A Companhia, eventualmente, se utiliza de instrumentos derivativos com o propósito único de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros e inflação, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização desses instrumentos. Os instrumentos de proteção utilizados são swaps de moeda (cambio) ou taxas de juros e inflação sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros, a Companhia utiliza-se de monitoramento dos potenciais impactos financeiros utilizando informações de mercado para calcular o Market to Market e realizar análises de sensibilidade dos instrumentos, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta através de projeções de fluxos de caixa atualizadas periodicamente e de sua posição econômica.

Decisões sobre a mitigação de riscos estão relacionadas à percepção de riscos evidenciados pelas projeções mencionadas e às oportunidades de mercado para proteções adequadas.

Risco de crédito

Em relação a perdas resultantes do não recebimento de valores faturados a seus clientes, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específica. Além disso, é estabelecida provisão para créditos de liquidação duvidosa em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

Em relação ao risco de contraparte, a companhia possui limites de exposição por instituição financeira. Esses limites são definidos baseados no rating de cada instituição, levando em consideração também o patrimônio líquido e relacionamento global com o grupo Enel no mundo. Mensalmente os limites são checados e podem sofrer alteração ou manutenção, seguindo também diretrizes do monitoramento corporativo de riscos para cada instituição financeira.

As contrapartes são analisadas de acordo com sua classificação de riscos (escala global das principais agências de riscos) e possuem limite de exposição que variam atualmente até o máximo de € 330,0 milhões (trezentos e trinta milhões de euros). As instituições que possuem classificação abaixo de investment grade (escala global das principais agências de riscos) podem possuir limite até € 5,0 milhões (cinco milhões de euros), mediante análise e aprovação.

Risco de câmbio

A estratégia de proteção cambial é aplicada de acordo com o grau de previsibilidade da exposição, com a disponibilidade de instrumentos de proteção adequados e o custo-benefício de realizar operações de proteção (em relação ao nível de exposição e seus potenciais impactos):

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

- Proteção total: quanto o montante e o prazo da exposição são conhecidos e indicam impacto potencial relevante;
- Proteção parcial: proteção para a parte cuja exposição é conhecida, caso seu impacto potencial seja relevante, e manter exposição na parcela na qual há incerteza (evitando-se posições especulativas);
- Proteção dinâmica: quando não há certeza sobre a exposição temporal, mas há impacto potencial relevante que possa ser identificado e parcialmente mitigado por posições contrárias equivalentes não especulativas.

As operações de derivativos, quando realizadas, são para proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos investment grade (escalas locais das principais agencias de riscos) com “expertise” necessária para as operações, evitando-se a contratação de derivativos especulativos.

Risco de encargos de dívida (taxas de Juros e inflação)

A Companhia monitora periodicamente o impacto potencial de variação nas taxas de juros e inflação de forma a avaliar a eventual necessidade de buscar proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas, através de balanceamento entre ativos e passivos no curto/médio prazos, medidas de diversificação de indexadores ou eventual contratação de derivativos (caso haja disponibilidade em condições adequadas).

A contratação eventual de instrumentos derivativos é sujeita à aprovação prévia pela Diretoria e, caso necessário, também pelo Conselho de Administração da Companhia.

As aplicações financeiras registradas no período (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

Risco de Liquidez

A liquidez da Companhia é gerida através do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

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

A Companhia não opera instrumentos financeiros com objetivo diverso de proteção patrimonial. A utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger ativos e passivos relevantes da empresa, em especial passivos contratados em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

5.2 - Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

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

Conforme citado acima, a Companhia executa o monitoramento da gestão dos riscos por meio da implantação de controles internos, que mitigam os riscos que podem impactar nos resultados financeiros da Companhia, bem como através de testes de efetividade destes controles. A área de Controles Internos tem a função de assegurar a implantação e continuidade dos controles e os testes de efetividade são efetuados pela área de auditoria interna.

A Companhia entende que a sua estrutura operacional e de controles internos é adequada para verificação da efetividade da política de risco adotada.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

5.3 - Descrição controles internos

(a) principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

A Companhia implementou e mantém controles internos relacionados às suas demonstrações contábeis e demais informações financeiras, pautando-se, para tanto, em regras contábeis emitidas por órgãos e entidades nacionalmente reconhecidas, tais como os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), previamente aprovados e referendados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), quando aplicável, bem como as normas contábeis emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

Os processos e controles que impactam as demonstrações financeiras da Companhia são auto avaliados semestralmente, pelos Control Owners (executor controle) e Process Owners (dono dos processos), e testados por uma empresa de consultoria independente, para garantir o cumprimento das exigências da Lei Sarbanes Oxley e Lei Italiana 262/05 e garantir a eficácia e eficiência de seus processos e controles em linha com as boas práticas de governança corporativa.

Em sua estrutura, a Companhia conta com a Gerência de Controles Internos que tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócios na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos.

Durante o exercício de 2021, Administração implementou ações robustas na melhoria dos controles relacionados ao ambiente de Tecnologia da Informação (TI), deficiências para os sistemas de medição, leitura e registro de energia vendida (Smile e Syntegra CE) relacionadas ao acesso e mudança de programas e dados e encerrou o exercício com todas as ações concluídas e remediadas referentes a deficiência significativa identificada à época.

(b) estruturas organizacionais envolvidas

A Companhia envolve todas as suas estruturas organizacionais (Diretorias Executivas) no processo de monitoramento, as quais reportam diretamente ao Conselho de Administração, com apoio de áreas específicas responsáveis. Todas essas estruturas do controlador são contempladas e envolvidas no processo de monitoramento da eficácia do ambiente de controle interno da Companhia. Essas estruturas participam semestralmente da Certificação do ambiente de controles interno através da avaliação de eficácia dos controles desenhados para mitigar os riscos relacionados aos seus processos.

As Diretorias Executivas da Companhia estão descritas no item 12.1(b) deste Formulário.

(c) forma de supervisão da eficiência dos controles internos pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

Os processos e controles que impactam as demonstrações financeiras da Companhia são auto avaliados semestralmente, pelos *Control Owners* e *Process Owners* dos processos, e testados por uma empresa de consultoria independente para garantir e suportar a eficácia dos controles internos sobre demonstrações financeiras.

Ademais, a Companhia efetua anualmente auditorias especificamente voltadas para avaliações e validação dos controles adotados na elaboração das demonstrações financeiras. Todos os trabalhos de auditoria são validados sob a metodologia do COSO – *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, de acordo com a última atualização ocorrida em 2013.

5.3 - Descrição Dos Controles Internos

A área de auditoria interna da Companhia realiza avaliações contínuas visando certificar a eficácia dos mecanismos de controles internos, assegurando ao Conselho de Administração de que o controle interno e do sistema de gestão de risco eficientemente gerido, contribui para a realização dos objetivos da Companhia com uma gestão de riscos adequada. O plano de auditoria é e aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, sendo o resultado das respectivas auditorias e a evolução das implementações ou regularizações dos planos de ação apresentados periodicamente ao mesmo.

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

A KPMG Auditores Independentes, contratada pela administração da Companhia para avaliar o ambiente de controles internos sobre demonstrações financeiras da Companhia, com base em 31 de dezembro de 2021, identificou, em conjunto com a administração da Companhia, deficiência significativa relacionada a reconhecimento de receita para fornecimento de energia elétrica distribuída e não faturada, onde verificou-se falta de controle formal para revisar a provisão de receitas não faturadas. Contudo, essas verificações são feitas pelas áreas operacionais. A Companhia possui controles para revisar o cálculo da receita não faturada no encerramento do exercício que trata dos riscos reportados.

No entanto, esta deficiência não gerou erros ou necessidade de ajustes nas demonstrações financeiras da Companhia, conforme reportado pelos Auditores Independentes.

A Companhia analisou todas as oportunidades de melhorias reportadas pelos auditores independentes na carta de recomendação e definiu planos de ação para a implementação das recomendações que julgou pertinentes. A implementação dos planos de ação vem sendo acompanhada pela área de Controles Internos.

(e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

A deficiência significativa identificada em nossos controles internos sobre relatórios financeiros, se não corrigida, pode resultar em distorções materiais de nossas demonstrações financeiras ou nos fazer deixar de cumprir nossas obrigações de relatórios periódicos. Com isso, a administração da Companhia elaborou um plano de ação com o objetivo de solucioná-la para o próximo ciclo de avaliação do ambiente de controles internos da Companhia.

A Companhia tem envidado esforços significativos nos últimos anos em seus controles relacionados ao processo de Reconhecimento de receita para fornecimento de energia elétrica distribuída e não faturada e continuará o processo de melhoria dos seus controles.

A administração da Companhia concorda com a maior parte das recomendações dos auditores independentes sobre os controles internos da Companhia relacionados ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. Adicionalmente, analisou todas as oportunidades de melhorias reportadas pelos auditores independentes na carta de recomendação e definiu planos de ação para a implementação das outras recomendações que julgou pertinentes.

O desenho e a implantação destes controles e procedimentos serão acompanhados periodicamente pela área de Controles Internos, que avaliará qualquer desvio ao longo deste processo.

5.4 - Programa de Integridade

5.4 - Mecanismos e procedimentos internos de integridade

(a) regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública

A Política de Gestão de Riscos da Companhia, descrita no item 5.1 deste Formulário de Referência, visa, dentre outros objetivos, a proteção de riscos de reputação e imagem. Além disso, a Companhia possui regras, políticas e procedimentos para prevenir, detectar e remediar a ocorrência de irregularidades, incluindo irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, descritos abaixo.

A Companhia segue um Programa de Compliance aprovado por seu Conselho de Administração que visa garantir aderência aos requisitos da Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 (“Lei nº 12.846/13”), através do qual se estabelece uma série de medidas preventivas. Este programa foi avaliado pelo Ministério da Transparência, Fiscalização e Controle e obteve o reconhecimento de Empresa Pró- Ética nos anos de 2016, 2017, 2018-2019 e 2020-2021. Em 2020 o Programa foi avaliado para o processo de obtenção da certificação voluntária do sistema de gestão antissuborno, de acordo com a norma internacional ISO 37001: 2016, e em 2021 o órgão certificador manteve a certificação ISO 37.001 após análises de manutenção periódica.

Adicionalmente, a Companhia também adota, conforme aprovado pelo Conselho de Administração o Programa Global de *Compliance* do grupo Enel, aplicável para todas as sociedades do grupo Enel no mundo e que toma como referências os requisitos das mais avançadas leis anticorrupção do mundo, como FCPA e UK Bribery Act 2010.

i. principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor

Os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados pela Companhia são:

- **Código de Conduta:** a Companhia dispõe de um Código de Ética que expressa os compromissos éticos e responsabilidades no desempenho das atividades do negócio e das operações corporativas pelos colaboradores da Companhia, sejam eles executivos ou colaboradores com qualquer vínculo com a Companhia.
- **Plano de Tolerância Zero com a Corrupção:** a Companhia observa o Código de Ética do grupo Enel, bem como os compromissos alcançados mediante a adesão ao Pacto Global. Dessa forma, exige que seus colaboradores sejam honestos, transparentes e justos no desempenho de suas tarefas. Os mesmos compromissos também são exigidos das demais partes interessadas, ou seja, das pessoas, grupos e instituições que contribuem para o alcance de seus objetivos, ou que estejam envolvidos nas atividades desempenhadas para obtê-los. Em cumprimento ao décimo princípio do Pacto Global, segundo o qual “as empresas se comprometem a combater a corrupção de qualquer forma, incluindo a extorsão e o suborno”, é intenção da Companhia continuar firme em seu compromisso de lutar contra a corrupção, mediante a aplicação dos critérios de transparência recomendados pelo “Transparency International”.
- **Modelo de Prevenção de Riscos Penais:** parte integrante do Programa de Integridade para efeitos da Lei nº 12.846/13, com objetivo de prevenir a prática de delitos nas operações da Companhia, mitigar os riscos associados à responsabilidade penal da pessoa jurídica e de pessoas físicas exercendo atividades representando a Companhia, bem como a responsabilidade da pessoa jurídica para efeitos da Lei nº 12.846/13, e os riscos de responsabilidade administrativa estabelecidos no Programa Global de Compliance.
- **Política Antissuborno:** referida política define os objetivos gerais de prevenção e luta contra a corrupção e suborno, as principais proibições, direcionamentos e responsabilidades.
- **Política de Operações com Pessoas Expostas Politicamente e Pessoas Conexas – PEPPC:** referida política define o processo para a realização de atos, contratos ou acordos de

5.4 - Programa de Integridade

qualquer natureza envolvendo qualquer companhia do grupo Enel, com pessoas expostas politicamente e as conexas com estas últimas.

- **Política de Conflito de Interesses:** referida política orienta em como identificar e proceder em situações de conflito de interesses. Essa política se aplica a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia.
- **Política de Presentes e Hospitalidades:** referida política define padrões e limitações sobre a oferta e a aceitação de presentes e hospitalidades, identificando papéis, responsabilidades e métodos de gerenciamento e controle. Não se admite nenhum tipo de presente que possa ser interpretado como algo que exceda as práticas comerciais ou de cortesia normais ou, de qualquer forma oferecidos com a intenção de receber um tratamento considerado como favor na realização de qualquer atividade vinculada à Companhia. Essa política se aplica a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia.
- **Procedimento de Gestão de Doações:** o referido procedimento orienta a realização de doações de qualquer natureza em nome da Companhia e é aplicável a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia, garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia
- **Protocolo de Atuação no Relacionamento com funcionários públicos e autoridades públicas:** o relacionamento do grupo Enel com órgãos e autoridades da administração pública está regulamentado pelo Protocolo de Atuação no Relacionamento com funcionários públicos e autoridades públicas - documento anexo ao Código de Ética, que visa: (i) estabelecer princípios claros de atuação que orientem as ações para aqueles que tenham relacionamento com funcionários públicos ou autoridades públicas, como forma de prevenir a ocorrência de práticas ilícitas; (ii) proteger o processo de competência e o correto funcionamento dos mercados, mediante a prevenção e eliminação de práticas que suponham vantagens competitivas ilícitas; (iii) velar pela aplicação dos princípios de transparência e o correto trato nas relações com funcionários públicos e autoridades públicas.
- **Ações de Comunicação:** ao longo do ano são realizadas ações de comunicação em parceria com a área de Comunicação Interna da Companhia. Essas ações incluem mensagens sobre os temas de *Compliance* através dos meios de comunicação disponíveis como e-mails, murais e TV.
- **Condução de Treinamentos:** são realizados treinamentos, presenciais e online, para reforçar os temas relacionados à gestão de *Compliance* e fortalecer os padrões éticos da Companhia. Os treinamentos abrangem colaboradores de todas as áreas e níveis hierárquicos, incluindo membros da alta administração.
- **Canal de Denúncias:** a Companhia disponibiliza um canal de comunicação para receber denúncias sobre possíveis violações às leis e ao Código de Ética da Companhia. As denúncias podem ser feitas por meio do site do Canal Ético da Enel (<http://www.ethicspoint.com/>), pelo número de telefone 0800-892-0696, ou por carta ao seguinte endereço: Enel Brasil S.A. Auditoria Interna, Praça Leoni Ramos, nº 1 – bloco 1 – 5º andar, 24210- 205-São Domingos, Niterói - Rio de Janeiro. É garantido o anonimato da pessoa informante, sem prejuízo das obrigações legais previstas e a defesa dos direitos da empresa ou das pessoas envolvidas no testemunho.
- **Gestão de Riscos:** a área de Risk Control Latin America é responsável pelo processo de gestão de riscos da Companhia. A área segue as diretrizes do Sistema de Controle Interno e Gestão de Riscos (SCIGR) definido no nível da Holding (Enel S.p.A.), que estabelece as diretrizes para a gestão de riscos por meio das normas, políticas e procedimentos etc., que são

5.4 - Programa de Integridade

aplicados nos diferentes níveis da organização nas etapas de identificação, análise, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação dos riscos aos quais a Companhia está exposta.

A Companhia busca proteção para todos os riscos que possam afetar o alcance dos objetivos do negócio, sendo utilizada uma taxonomia de riscos que considera 6 macro categorias (estratégico; financeiro; governança e cultura; operacional; tecnologia digital; e compliance) e 38 subcategorias. O processo de gestão de riscos é descentralizado, ou seja, cada gestor responsável pelo processo operacional - também conhecidos como Risk Owners - é responsável pela identificação do risco de forma ex-ante, bem como, pelo tratamento e adoção de medidas de controle ou ações mitigatórias.

O SCIGR considera três linhas de defesa para obter uma gestão eficaz e eficiente dos riscos e controles internos. Cada uma dessas linhas desempenha um papel diferente dentro da estrutura de governança de riscos mais ampla da organização. As áreas de negócio e de Controles Internos atuam na primeira linha, a área de Risk Control atua na segunda linha e a Auditoria Interna, que é responsável pela terceira linha. Cada linha de defesa tem a obrigação de identificar e comunicar a Alta Administração e os Diretores sobre o monitoramento do gerenciamento dos riscos da Companhia.

- **Contratação de Serviços de Consultoria e Serviços Profissionais:** considerando o elevado nível de risco de fraude e corrupção associado a contratação de serviços de consultoria, o grupo Enel conta com procedimento específico que regula este tipo de contratação com fluxos específicos de comunicação e aprovação. Para verificar o seu correto cumprimento, semestralmente é realizada uma revisão amostral de serviços contratados, com a verificação de integridade da contraparte, fluxos de aprovação, existência de documentação suporte que evidencia a prestação do serviço, controle de pagamentos e toda a gestão contratual.
- **Declaração de Cumprimento com o Programa de Compliance:** semestralmente, a primeira linha do corpo diretivo assina a declaração de conformidade com o Programa de *Compliance* do grupo Enel, no qual afirmam que não identificaram qualquer irregularidade ou infração ao referido programa, nem qualquer fato ou comportamento que possa configurar qualquer das violações previstas na Lei Anticorrupção e que estão comprometidos a comunicar caso venham a conhecer algum fato novo.
- **Monitoramento Contínuo:** avaliação da aplicação de procedimentos que, além de assegurar o correto funcionamento do sistema de controle interno, garantem o fortalecimento do Programa de Integridade / Sistema de Gestão Antissuborno adotado pela Companhia
- **Due diligence:** um dos aspectos de maior relevância em um Programa de Integridade tem sido a contratação de terceiros. O procedimento de *Due Diligence* permite aumentar a segurança no momento da contratação de bens e serviços, além de atenuar riscos no relacionamento com os atuais e futuros parceiros de negócios, compreendendo um conjunto de atos investigativos que devem ser realizados antes de uma contratação para conhecer em detalhes a real situação do terceiro e os riscos envolvidos na transação.

A avaliação dos riscos relacionados à ocorrência de irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública é realizada periodicamente, em linha com a execução das atividades de auditoria. Os testes de efetividade dos controles são realizados ao menos uma vez ao ano e nos casos de mudanças que afetam os riscos de corrupção e do Sistema de Gestão Antissuborno.

Na medida em que mudanças nos processos ou atividades de controle sejam identificadas, a matriz de riscos, controles, políticas, procedimentos, práticas e outros componentes destes poderão ser atualizados para garantir sua melhoria contínua.

ii. a estrutura organizacional envolvida no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade

A Companhia possui um colaborador responsável pela Auditoria Interna formalmente nomeado pelo Conselho de Administração da Companhia em 24 de fevereiro de 2022 como "Responsável pela Prevenção de Delitos" (correspondente à função de Compliance Officer) e possui, entre suas

5.4 - Programa de Integridade

principais funções, apoiar o Conselho de Administração na implantação e manutenção do Programa de Compliance da Companhia, com a responsabilidade de monitorar e atualizar o Programa a fim de mitigar os riscos que possam gerar responsabilidade para a Enel e para as suas controladas. A unidade de Auditoria Interna é a responsável por realizar a análise de riscos e prever controles, recebimento e tratamento de denúncias sobre possíveis violações aos normativos éticos do grupo e pela definição do plano de treinamento.

A função de Compliance Officer é aprovada pelo CA onde reporta periodicamente suas principais atividades, possuindo acesso direto e imediato ao Conselho da Administração e à alta direção no caso de qualquer situação de não cumprimento ou preocupação que possa ocasionar riscos de suborno e/ou corrupção, e tendo autonomia, experiência e independência para o exercício de suas funções, possuindo independência para definir iniciativas e monitoramento de controle, bem como acesso a quaisquer informações e documentos necessários para o exercício de suas funções.

iii. código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- **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**

A Companhia possui um Código de Ética aprovado pelo Conselho de Administração que dispõe sobre os compromissos éticos e responsabilidades no desempenho das atividades do negócio e das operações corporativas que guiam todas as ações da Companhia, fornecendo orientações de como todos devem interagir com os demais colaboradores da Companhia, parceiros, fornecedores e clientes.

Dentre as orientações estabelecidas, temos a observância ao Pacto Global e as definições claras das políticas realizadas para atos de suborno, comissões ilícitas ou qualquer outro pagamento inadequado. Dessa forma, a Companhia se compromete a observar as leis e normas nacionais e internacionais anticorrupção.

Os princípios e condições contidos no Código de Ética da Companhia são aplicáveis aos membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e de outros órgãos de controle da Companhia e do grupo Enel e das demais companhias do grupo, como também responsáveis e colaboradores ligados à Companhia e ao grupo Enel por meio de relações contratuais de qualquer natureza, incluindo contratos ocasionais e/ou apenas temporários. Além disso, as companhias do grupo Enel exigem que seus fornecedores e parceiros conduzam suas atividades de acordo com os princípios gerais do Código de Ética. Esses compromissos estão formalmente refletidos nos contratos assinados com intermediários, fornecedores e prestadores de serviços.

- **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**

Anualmente são realizados treinamentos para garantir conhecimento quanto a governança corporativa da Companhia bem como aos temas de ética e *compliance*.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

Todas as alegações recebidas através do Canal Ético do grupo Enel são apuradas e, caso seja identificado o descumprimento de algum valor e/ou política da Companhia, medidas disciplinares são aplicadas, conforme previsto no Código de Ética e no Procedimento de Medidas Disciplinares.

- **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 pelo Conselho de Administração da Companhia em 10 de dezembro de 2010 e a versão vigente do documento foi aprovada em 29 de setembro de 2021 e estão disponíveis no site da Companhia (<https://www.enel.com.br/pr/investidores/a201612-comportamento-etico.html>), no site da intranet do grupo Enel e no site de Relações com Investidores pelo caminho:

5.4 - Programa de Integridade

(<http://ri.eneldistribuicaosp.com.br/show.aspx?idCanal=ALVYjDvptRra9s2VT7KNuw==>)

(b) canal de denúncia, indicando:

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

A Companhia possui um canal de comunicação chamado Canal Ético, confidencial, disponível 24h por dia, 7 dias por semana. Para tratamento uniforme no âmbito do Grupo, as manifestações são recebidas por empresa terceirizada, garantindo total isenção no acolhimento das manifestações.

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

O Canal Ético pode ser utilizado por qualquer pessoa, colaborador ou terceiro, para compartilhamento de informações sobre violações ou suspeitas de violações ao Código de Ética da Companhia. O Canal Ético pode ser acessado por meio de plataforma global acessível no site www.enel.ethicspoint.com ou pelo telefone 0800-892-0696.

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

É garantido o anonimato da pessoa informante, sem prejuízo das obrigações legais previstas e a defesa dos direitos da empresa ou das pessoas envolvidas no testemunho.

▪ **órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias**

Todas as preocupações sobre violações ou suspeitas de violações ao Código de Ética são averiguadas e respondidas ao relator, sendo que a gestão, apuração e tratamento das indicações enviadas ao Canal Ético estão sob responsabilidade da Auditoria Interna da Companhia. A referida área de Auditoria Interna da Companhia apura as investigações e, após sua conclusão, delibera sobre as medidas cabíveis para endereçar as ações mitigatórias das fragilidades identificadas e as medidas disciplinares, quando aplicável.

Dependendo do tema abordado na denúncia, a equipe de investigação poderá buscar o suporte com outras áreas da Companhia, como Pessoas e Organização, Jurídico, Segurança e Meio Ambiente e Segurança Patrimonial, com a finalidade de obter mais orientações sobre um tema e/ou apoio para realizar uma remediação. Ainda, conforme o resultado da investigação, poderão ser feitas recomendações para o gestor da área/processo envolvido, o qual será responsável por implantar tais ações em resposta aos riscos e vulnerabilidades identificadas.

Se o resultado de uma eventual investigação puder impactar materialmente as demonstrações financeiras da Companhia, a alta administração da Companhia é prontamente notificada para que possa tomar as medidas necessárias e implementar planos de remediação.

Além disso, a Companhia tem o compromisso de manter um ambiente de trabalho em que todos se sintam à vontade para esclarecer dúvidas, expressar preocupações e fazer sugestões apropriadas quanto às práticas de negócio. Por esse motivo, a Companhia não tolera nenhum tipo de retaliação contra quem fizer algum questionamento ou demonstrar alguma preocupação, ou, de boa-fé, denunciar um comportamento possivelmente inadequado.

5.4 - Programa de Integridade

(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

As operações de fusões, aquisições e reestruturação societária são consideradas atividades sensíveis para o Programa de Integridade, considerando que se requer a realização de verificações dos antecedentes das companhias que sejam objeto deste tipo de operação.

Neste sentido estabelecemos procedimento interno que define a necessidade de realizar verificações específicas e de comprovar a realização destas, garantindo as condições mínimas necessárias para cumprimento das diretrizes dos códigos éticos seguidos pela Companhia.

(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 aplicável.

5.5 - Alterações significativas

5.5 - Alterações significativas

Não houve alterações significativas nos três últimos exercícios sociais.

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

5.6 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 5.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do Emissor, Prazo de Duração E Data de Registro na Cvm

Data de Constituição do Emissor	05/07/1971
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade Anônima
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	13/06/1995

6.3 - Breve Histórico

6.3 - Breve histórico

A Companhia é resultado da unificação das quatro empresas distribuidoras de energia elétrica existentes no Estado do Ceará (Cenorte, Celca, Cerne e Conefor), criada pela Lei Estadual nº 9.477, de 5 de julho de 1971, por escritura pública lavrada em 30 de agosto de 1971, arquivada na JUCEC e publicada no Diário Oficial do Estado do Ceará em 2 de setembro de 1971, e autorizada para prestação do serviço público de energia pelo Decreto nº 69.469, de 5 de novembro de 1971, tendo como principais acionistas as Prefeituras Municipais do Estado do Ceará, a Eletrobrás e o Governo Estadual.

A Companhia obteve seu registro como companhia aberta junto à CVM em 13 de junho de 1995.

Em 2 de abril de 1998, a Companhia foi privatizada por meio de leilão público, realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, passando a ser administrada pelo consórcio Distriluz, formado pela Enersis, Chilectra e CERJ (atual Ampla Energia).

Após a privatização, em maio de 1998, foi assinado contrato de concessão outorgando à Companhia 30 anos de direitos exclusivos sobre a distribuição de energia elétrica no Estado do Ceará, ou seja, até dezembro de 2028.

Em 27 de outubro de 2005, as ações de emissão da Companhia detidas pela Endesa Internacional S.A. foram aportadas ao capital social da holding brasileira denominada Endesa Brasil S.A., constituída em 2005 (hoje denominada Enel Brasil S.A.).

Em 21 de novembro de 2013, a Enel Brasil S.A. incorporou as companhias Ampla Investimentos S.A. e Investluz S.A., também acionistas da Companhia, aumentando ainda mais a sua participação direta no capital da Companhia. Portanto, a Companhia atualmente é controlada diretamente pela Enel Brasil S.A.

Em 23 de novembro de 2017, a acionista Enel Brasil S.A aprovou, dentro do limite de seu capital autorizado, aumento de capital social. Em decorrência do referido aumento de capital foram emitidas novas ações, as quais foram integralmente subscritas e integralizadas pela Enel Américas S.A., mediante contribuição e transferência para a Enel Brasil S.A.

As ações de emissão da Companhia transferidas à Enel Brasil S.A como parte da integralização do aumento de capital social mencionado representavam a totalidade das ações que a Enel Américas S.A detinha na Companhia, de modo que a Enel Américas S.A deixou de ser acionista da Companhia. Como resultado da operação, a Enel Brasil S.A, passou a deter 57.652.675 ações de emissão da Companhia, sendo 47.064.245 ordinárias e 10.588.430 preferenciais, correspondentes a 74,05% do seu capital social total.

6.5 - Informações de Pedido de Falência Fundado em Valor Relevante ou de Recuperação Judicial ou Extrajudicial

6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, não houve qualquer pedido de falência

6.6 - Outras Informações Relevantes

6.6 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 6.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

7.1 - Descrição das atividades principais do emissor e suas controladas

Visão Geral

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 4,4 milhões de unidades consumidoras, dentro de uma população de mais 9,2 milhões de habitantes, o que representa aproximadamente 29,6 unidades consumidoras por quilômetro quadrado. Em 31 de dezembro de 2021, nossa área de concessão representou 5,1% do número de consumidores no Brasil, e 2,59% do volume de energia distribuída no país.

Operamos nosso negócio de distribuição de energia elétrica sob um contrato de concessão de longo prazo com a Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. Nossa concessão foi outorgada em 1998 e expira em 13 de maio de 2028; no entanto, concessões de distribuição brasileiras podem ser renovadas a critério da ANEEL por um período adicional de 30 anos, sujeito ao cumprimento de determinadas exigências.

Nossa rede é composta por 148.895 Km de Linhas de distribuição, 5.452 Km de Linhas de transmissão e 121 subestações.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, nossa receita operacional líquida foi de R\$ 8.109,5 milhões, valor 35,3% acima do ano anterior, com a distribuição de 12.930 GWh (incluindo energia no curto prazo) de energia elétrica para aproximadamente 4,1 milhões de unidades de consumo faturadas.

A tabela a seguir apresenta nossas principais informações financeiras e operacionais referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019:

(em milhares de reais, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Variação	
	2021	2020	2019	2021/2020	2020/2019
Receita Operacional Líquida	R\$ 8.109,51	R\$ 5.993,06	R\$ 5.377,08	35,31%	11,46%
EBITDA	R\$ 1.235,49	R\$ 809,75	R\$ 814,21	52,58%	-0,55%
(Prejuízo) Lucro Líquido	R\$ 488,59	R\$ 265,18	R\$ 404,91	84,25%	-34,51%

A tabela abaixo indica o consumo de energia em GWh nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019:

Consumo - GWh	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Variação	
	2021	2020	2019	2021/2020	2020/2019
Residencial	5.432	4.880	4.604	11,31%	5,99%
Comercial	1.542	1.586	1.942	-2,77%	-18,33%
Industrial	564	581	661	-2,93%	-12,10%
Consumidores livres ⁽¹⁾	2.589	2.069	2.182	25,13%	-5,18%
Outros ⁽²⁾	2.802	2.637	2.816	6,26%	-6,36%
Total ⁽³⁾	12.929	11.753	12.205	10,01%	-3,70%

⁽¹⁾ "Consumidores livres" são consumidores que compram eletricidade de participantes do mercado fora do Ambiente de Contratação Regulada, mas que contam com nossos serviços e nossa rede de distribuição de eletricidade que eles compram.

7.1 - Descrição Das Principais Atividades do Emissor E Suas Controladas

⁽²⁾ “Outros consumidores” são consumidores rurais e consumidores de energia para fins públicos (tais como energia elétrica para edifícios federais, estaduais e locais), serviços públicos (como energia elétrica para tratamento de água, transporte urbano e iluminação pública) e revenda.

A tabela a seguir indica o número de unidades consumidoras faturadas nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019:

Consumidores (unidades)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Variação	
	2021	2020	2019	2021/2020	2020/2019
Residencial	3.294.771	3.176.048	2.834.450	3,74%	12,05%
Comercial	181.583	182.949	190.950	-0,75%	-4,19%
Industrial	5.963	6.197	6.522	-3,78%	-4,98%
Consumidores livres	590	482	339	22,41%	42,18%
Outros	622.126	638.471	642.200	-2,56%	-0,58%
Total ⁽¹⁾	4.105.033	4.004.147	3.674.461	2,52%	8,97%

⁽¹⁾ Inclui revenda e consumo próprio.

Relação de dependência dos mercados nacionais e/ou estrangeiros

Considerando que a Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica exclusivamente no Estado do Ceará, a Companhia atualmente possui 100% de seus negócios e atividades concentrados em tal Estado, em território nacional, não possuindo, ainda, qualquer título ou valor mobiliário emitido no exterior, tendo, neste sentido, uma relação de dependência exclusiva com o mercado nacional.

Relacionamento com os Clientes

A busca pela eficiência na prestação dos serviços e no aprimoramento contínuo do atendimento é um reflexo da importância que a Companhia dá a qualidade na relação com seus clientes. Os investimentos voltados à estabilidade operacional no fornecimento de energia e ações voltadas à segurança da população fazem parte da gestão estratégica da Emissora no que diz respeito ao relacionamento com os seus consumidores. A cada ano a Companhia avança na digitalização de produtos, serviços e processos, o que eleva a eficiência em áreas como medição de consumo, manutenção preventiva e atendimento de demandas dos clientes.

Adicionalmente, o *website* da Companhia (https://www.enel.com.br/pt-ceara_oferece) a agência virtual, que é um espaço seguro no qual os clientes residenciais e corporativos podem verificar todas as informações sobre seu contrato, tirar suas dúvidas, solicitar reemissão de faturas e parcelamento de valores em aberto. Ainda são oferecidos outros serviços, como informar falhas no fornecimento de energia, troca de titularidade de contas e informações sobre o cronograma de desligamentos programados.

7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista

7.1.A - Sociedade de economia mista

(a) interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(b) atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(c) processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

(a) produtos e serviços comercializados

A Companhia possui um único segmento operacional passível de reporte em suas demonstrações contábeis, qual seja, a distribuição de energia elétrica. A atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com o Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 001/1998 firmado com a União por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com vigência até 13 de maio de 2028, e seus respectivos aditivos as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com a ANEEL, por período igual, ou seja, de 30 anos, nos termos da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

De acordo com as regras vigentes para a concessão da Companhia, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Dessa forma, a operação da concessionária consiste, principalmente, em comprar e distribuir energia elétrica a seus clientes finais. A receita a partir do faturamento é dada sobretudo, pelo (i) fornecimento de energia elétrica ao mercado cativo; e (ii) faturamento pela demanda de uso do sistema de distribuição de energia elétrica contratada pelos Clientes Livres, que a despeito de adquirirem energia de outros agentes no mercado livre de energia, permanecem utilizando os serviços da Coelce para transporte da energia.

(b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

Ao considerarmos os três últimos exercícios sociais, cerca de 71,3%, em média, da receita operacional bruta da Coelce resulta exclusivamente da distribuição de energia elétrica. O restante refere-se a outras receitas provenientes, de compartilhamento de infraestrutura, receita de construção, outros valores relacionados ao setor de distribuição de energia e outros componentes financeiros contabilizados como outras receitas.

R\$ mil	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Fornecimento faturado	7.585.320	5.897.837	5.925.009
Fornecimento não faturado	389.575	281.102	186.139
Consumidores	7.974.895	6.178.939	6.111.148
Ativos e passivos financeiros setoriais	1.455.569	264.818	62.165
Subvenção baixa renda	205.934	259.303	190.385
Subvenção CDE – desconto tarifário	250.764	256.747	262.949
Marcação a mercado de ativo indenizável	328.258	125.733	-
Consumidores livres – revenda	366.206	255.974	235.744
Receita de construção	1.157.874	969.072	732.765
Outras receitas	400.398	128.299	242.974
Receita Operacional Bruta	12.139.898	8.438.885	7.838.130
(-) Deduções da Receita	-4.030.391	-2.445.821	-2.461.053
Receita Operacional Líquida	8.109.507	5.993.064	5.377.077

7.2 - Informações Sobre Segmentos Operacionais

(c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia

A segregação do lucro por segmentos de atuação não é aplicável, considerando que as receitas da Companhia advêm de um único segmento, qual seja, a distribuição de energia elétrica. De toda forma, a tabela abaixo demonstra o lucro da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

R\$ mil	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Lucro/Prejuízo do Período	488.587	265.181	404.905

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

(a) características do processo de produção

A Companhia não produz a energia que distribui. A Companhia adquire toda a sua energia principalmente por meio de: (i) contratos de fornecimento, incluindo compra em leilões regulados de energia, (ii) cotas de energia; e outras fontes incluindo (iii) o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”).

Para o atendimento do seu mercado, a Companhia firma contratos de compra de energia de longo prazo. Atualmente, a Companhia possui contratos até o ano de 2053. Por conta das variações na economia e consequente impacto no mercado, periodicamente é feito uso dos mecanismos de ajustes de contratos para adequação aos limites regulatórios, seja cedendo ou adquirindo contratos.

Para uma descrição da relação mantida entre a Companhia e os seus fornecedores, vide item 7.3 “e” deste Formulário de Referência. Para informações sobre os efeitos relevantes da regulação estatal no processo de compra de energia pela Companhia, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

(b) características do processo de distribuição

Área de Concessão e Processo de Distribuição de Energia

A distribuição de energia elétrica consiste no transporte da energia da fronteira com a rede básica e com outros sistemas de distribuição até o ponto de entrega aos consumidores finais.

O processo de distribuição de energia elétrica realizado pela Companhia abrangia, em 31 de dezembro de 2021, uma área de concessão de, aproximadamente, 148.921 km², contendo 184 municípios no Estado do Ceará e uma população de 9,2 milhões de habitantes. O processo de distribuição de energia elétrica realizado pela Companhia em sua área de concessão consiste na transferência da energia para consumidores por meio de sistemas de distribuição, conforme apresentados a seguir.

Transmissão e Subtransmissão

As linhas de transmissão da Companhia transmitem energia elétrica dos pontos de fronteira (rede básica e outros sistemas) para as subestações de energia, entre subestações e de subestações para consumidores. Todos os clientes que se conectam a essas linhas de distribuição e ao restante do sistema elétrico de média e baixa tensão, sejam Consumidores Livres ou outras concessionárias, devem pagar uma tarifa pelo uso do sistema.

A Companhia tem uma rede de distribuição que consiste em uma vasta rede em que predominam linhas aéreas e subestações que têm faixas de tensão sucessivamente menores. Os grandes consumidores industriais recebem energia elétrica em faixas de alta tensão, enquanto os consumidores industriais e comerciais de menor porte e os residenciais e os consumidores das demais classes recebem energia elétrica em faixas de tensão menores.

Distribuição

Por fim, das subestações de distribuição derivam os circuitos de distribuição. A Companhia atende seus clientes por meio de uma rede (baixa tensão e média tensão incluindo 34,5 kV) de aproximadamente 148.895 km, predominantemente aérea. Diferentemente, dos grandes consumidores industriais, que recebem energia elétrica em faixas de alta tensão, os consumidores

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

industriais e comerciais de menor porte e os consumidores residenciais e das demais classes recebem energia elétrica em faixas de tensão menores, abastecidos pelos sistemas de média e baixa tensão.

A manutenção e expansão da rede de distribuição da Companhia em geral exigem a construção de novas instalações e a instalação de novos equipamentos. Essa expansão pode sofrer atrasos por diversas razões, inclusive problemas ambientais e de engenharia imprevistos. Entretanto, eventuais perdas resultantes de insuficiências na rede de distribuição da Companhia devidas a atrasos na construção e instalação de equipamentos são, em geral, reduzidas porque seu sistema de distribuição está projetado para suportar sobrecargas temporárias dentro de limites pré-definidos e monitorados, e seus planos de manutenção e expansão em geral contemplam soluções de construção alternativas.

A tabela a seguir mostra informações a respeito das perdas de energia elétrica conforme apuradas pela Companhia, não incluindo perdas de transmissão (rede básica) relacionadas à sua rede e a frequência e duração de interrupções de energia por cliente por ano, nos três últimos exercícios sociais:

Indicadores de Desempenho	2021	2020	2019
Total de perdas de energia elétrica	16,32%	16,30%	13,86%
Interrupções			
Frequência de interrupções por cliente por ano (em vezes)	5,12	6,30	5,78
Duração média de interrupções por cliente por ano (em horas)	12,02	16,51	14,08

A Companhia está sujeita a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que determina o pagamento de compensações financeiras aos consumidores da área de concessão quando houver violação dos indicadores individuais de qualidade do fornecimento de energia elétrica.

(c) características dos mercados de atuação

(i) participação em cada um dos mercados

O contrato de concessão da Companhia prevê exclusividade para a distribuição de energia dentro de sua área de concessão (monopólio natural da rede de distribuição), não se incluindo aí a venda de energia para os clientes livres. A legislação do setor elétrico prevê que, sob determinadas condições, alguns de seus clientes se tornem consumidores livres, o que lhes possibilita contratar a compra de energia elétrica diretamente de geradoras ou comercializadoras. Quando esses clientes escolhem outro fornecedor de energia elétrica, podem negociar o preço da energia (*commodity*) com o fornecedor de sua escolha e pagam uma tarifa do uso do sistema de distribuição (“**TUSD**”) e transmissão (“**TUST**”), que são os custos referentes ao uso do sistema de transmissão, onde a distribuidora recebe os custos envolvidos na distribuição e a remuneração do seu ativo, uma vez que a energia apenas é repassada para o cliente na tarifa.

(ii) condições de competição nos mercados

A Companhia não sofre concorrência no seu ramo de atividade, tendo em vista que sua prestação de serviços ocorre sob o regime de concessão. A Companhia poderá enfrentar concorrência no futuro em novo processo licitatório para renovação de tal concessão. Não obstante, a Companhia acredita ter vantagens competitivas, conforme descritas abaixo, que facilitarão o seu sucesso em

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

eventual licitação.

Como a Companhia atua em ambiente regulado, as regras de competição desse mercado são restritas, estando sujeitas a variáveis como:

- Atividades Restritas: Distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN não podem (i) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (ii) vender energia a consumidores livres, (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, ou (iv) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão.
- Eliminação do *self-dealing*: Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30,0% de suas necessidades de energia por meio da aquisição de energia de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia em que empresas afiliadas atuem concomitantemente; e
- Limitações à Participação: Em 2008, a ANEEL estabeleceu novas regras à concentração de certos serviços e atividades no setor energético, com base na Resolução 378/09. De acordo com essas regras a ANEEL analisará, quando entender pertinente, os atos e concentrações no âmbito do setor de energia.

Considerando a condição a ser aplicada pelo modelo do setor elétrico, para contratação de energia necessária ao atendimento da expansão do mercado, cujas contratações serão realizadas através do *pool* por mecanismo de licitação, espera-se que o resultado seja a preços competitivos, contribuindo para a modicidade das tarifas das distribuidoras.

As concessionárias distribuidoras não poderão desenvolver atividades de geração, de transmissão e de venda direta de energia elétrica para consumidores livres, exceto quando praticarem tarifas reguladas. O modelo elimina a possibilidade de contratação bilateral entre distribuidores e geradores, não permitindo tampouco a livre contratação entre empresas relacionadas, preservando, entretanto, os contratos já homologados pela ANEEL.

As regras atuais mantêm a possibilidade da comercialização de energia livremente negociada para os grandes consumidores, que, atendendo certas condições, poderão adquirir energia diretamente de comercializadoras e produtores independentes. Para exercerem essa opção, deverão atender as condições contratuais, e na inexistência dessas, só poderão exercer a opção de serem livres no intervalo entre 12 e 36 meses a partir da manifestação formal à concessionária. O prazo para retornar à condição de consumidor cativo é de cinco anos, podendo este prazo ser reduzido a critério da distribuidora. Aquele que exercer a opção por ser livre deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito à penalidade pelo descumprimento dessa obrigação.

A chamada autocontratação (autorização para as distribuidoras comprarem até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica de empreendimento de geração próprio) não é mais permitida, exceto em relação a contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras poderão, no entanto, comprar energia elétrica de partes relacionadas quando participarem dos processos licitatórios para compra de energia elétrica no ACR e a geradora vencedora da licitação for uma parte relacionada da distribuidora.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

(d) eventual sazonalidade

O consumo e, conseqüentemente, a venda de energia elétrica oscilam em decorrência da variação de temperatura e da atividade comercial e industrial. Assim, as vendas da Companhia são maiores no verão, em razão das temperaturas elevadas, e à proximidade das festas de final de ano, em razão do aumento da atividade industrial e comercial. A seguir apresentamos tabela demonstrando quanto de Energia foi requerida em cada trimestre nos últimos três exercícios sociais.

Trimestre	2021	TRI (%)	2020	TRI (%)	2019	TRI (%)	Média (MWh)	Média (%)
1º TRI	1.424,50	24,26%	1.398,95	25,00%	1.565,30	24,17%	1.462,92	24,46%
2º TRI	1.408,74	22,86%	1.278,85	22,86%	1.566,80	24,19%	1.418,13	23,71%
3º TRI	1.470,42	24,74%	1.384,06	24,74%	1.608,20	24,83%	1.487,56	24,87%
4º TRI	1.568,31	27,40%	1.533,16	27,40%	1.736,00	26,81%	1.612,49	26,96%
TOTAL	5.871,98	99,26%	5.595,02	100,00%	6.476,30	100,00%	5.981,10	100,00%

(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

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro visando: (1) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração; e (2) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica.

Diante disso, vale ressaltar que a relação com os fornecedores de energia se dá majoritariamente através dos leilões de compra de energia, coordenados pelo Ministério de Minas e Energia – MME e promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estes leilões são uma forma eficiente de contratação, pois utilizam o critério de menor tarifa para determinar os vencedores do certame. Neles todas as distribuidoras do país declaram sua necessidade de compra para o período e são selecionados os geradores que ofertarem os menores preços para fornecimento de energia elétrica. Ao final do leilão, todas as distribuidoras firmam contratos com todos os geradores vencedores, de forma proporcional às suas declarações de necessidade. Estes contratos são denominados Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs e são elaborados pela ANEEL. Normalmente eles têm duração de 30 anos para produtos por quantidade (hidroelétricas) e quinze a vinte cinco anos para produtos por disponibilidade (térmicas, eólicas, etc). O seu reajuste pode ser realizado pelo IPCA ou pela variação do combustível a depender do tipo de fonte energética.

Do ponto de vista da compra de energia, a distribuidora é obrigada a atender à totalidade de seu mercado por meio de contratos regulados. Além dos CCEARs e dos Contratos Bilaterais anteriores ao Novo Modelo do Setor Elétrico, existem ainda os contratos de Cotas do PROINFA (gerido pela ELETROBRAS), das Usinas Nucleares de Angra I e II (firmados com a Eletronuclear) e de Cotas de Garantia Física, este último relativo à Usinas que tiveram a concessão renovada pelo Governo.

Em 30 de julho de 2004, o governo editou regulamentação relativa à compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (“**ACR**”) e no Ambiente de Contratação Livre (“**ACL**”), assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Essa regulamentação inclui regras referentes aos leilões, aos contratos de comercialização de energia e

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

ao método de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica aos consumidores finais.

De acordo com as diretrizes dessa regulamentação:

- todas as distribuidoras devem garantir a contratação de toda a energia (e potência) necessária para o atendimento de 100,0% de seus mercados ou cargas; e
- os agentes vendedores de energia devem fornecer suporte comprobatório (lastro) por meio de garantia física de usinas próprias ou de contratos de compra e venda de energia com terceiros. Os agentes que não cumprirem tais exigências estão sujeitos às multas impostas pela ANEEL, por meio da CCEE, conforme procedimentos vigentes.

As distribuidoras devem definir os montantes a serem contratados por meio dos leilões, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do MME. Além disso, as empresas de distribuição são obrigadas a especificar a parte do montante que pretendem contratar para atender seus consumidores potencialmente livres, ou seja, aqueles que apresentam os requisitos para se tornarem consumidores livres, mas ainda não exerceram essa opção.

Uma das principais diretrizes do processo de implementação do novo modelo do setor elétrico consiste na obrigação de que as concessionárias de distribuição adquiram energia através do ambiente regulado. De acordo com o Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, os agentes de distribuição devem comprar energia para atendimento de seus mercados de consumidores cativos por meio dos leilões de energia elétrica realizados no ACR.

O MME estabelece o montante total de energia a ser comercializado no ACR e a lista das instalações de geração que terão permissão para participar dos leilões a cada ano.

Leilões de Energia Elétrica

A regulamentação determina que as empresas de distribuição de energia cumpram suas obrigações de fornecimento de energia basicamente por meio de leilões públicos, em conformidade com os procedimentos descritos abaixo.

Além desses leilões e de contratos celebrados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a empresa de distribuição pode comprar energia de (i) geração distribuída, empresas de geração ligadas diretamente à rede da empresa de distribuição que não sejam hidrelétricas com capacidade maior que 30 MW e algumas companhias geradoras térmicas, e, compulsoriamente, de (ii) projetos de geração de energia participantes da fase inicial do PROINFA, (iii) Itaipu Binacional, (iv) Angra I e II e (v) Cotas de Garantia Física.

Os editais para os leilões são preparados pela CCEE, em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME, notadamente a utilização do critério de menor tarifa no julgamento. Cada empresa geradora que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um Contrato de Comercialização de Energia no ambiente Regulado ("CCEAR") com cada empresa distribuidora, proporcionalmente à demanda estimada da distribuidora.

Leilões de energia Existente

Os Leilões de Energia Existente estão previstos no artigo 19 do Decreto n.º 5.163/04.

Os leilões de energia existente complementam os contratos de energia nova para cobrir assim 100% da carga. Seu objetivo é recontratar periodicamente a energia existente, por meio de leilões anuais de contratos com duração de 1 a 15 anos. A entrega da energia pode ser feita até 5 anos após o leilão, conforme produtos criados no edital do certame. Os leilões A-1 possuem limites máximos de compra de energia.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

O preço do CCEAR de energia existente é determinado em leilão promovido pela ANEEL pelo lance do vendedor. Os reajustes de preços dos CCEARs de energia existente dependem do edital de cada leilão. Nos leilões de energia de 2017, 2018 e 2019, por exemplo, apesar da duração de 2 anos de suprimento não há reajuste de preços após o primeiro ano de suprimento. Todos os leilões anteriores de energia existente com mais de 1 ano de suprimento previram esse reajuste de preços.

O repasse de preços destes leilões às tarifas das distribuidoras é integral.

Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs)

Os CCEARs de Energia Existente e Nova têm outras características especiais que os diferenciam dos demais contratos de energia: a quantidade de energia contratada pode ser gerenciada através de diversas modalidades de Mecanismo de Cessão de Sobras e Déficits (MCSD), que são mecanismos onde prioritariamente se tenta realocar montantes de energias entre as distribuidoras. Atualmente existem as seguintes opções de MCSD:

- MCSD Mensal: referente à migração de consumidores potencialmente livres do mercado cativo para o livre, desde que a migração se dê por fonte convencional. A energia não cedida entre distribuidoras é devolvida aos geradores;
- MCSD Trocas Livres: é derivado de outros desvios de mercado e limitado até a equalização dos montantes declarados de sobras e déficits. Não é feita devolução de montantes ao gerador, e as cessões dependem de haver distribuidoras com sobras e outras com déficits de energia;
- MCSD 4%: a quantidade de energia contratada pode ser reduzida, a critério da distribuidora, em até 4% a cada ano para adaptação a desvios em relação às projeções de demanda;
- MCSD Ex-post: ocorre anualmente e se dá apenas para compensação para fins de lastro, ou seja, não há cessão ou redução de contratos.

Energia Nova

MCSD-EN: Ocorre trimestralmente, podendo as distribuidoras declarar sobras ou déficits. As sobras passíveis de declaração estão limitadas ao total de energia nova contratada de usinas em operação comercial. Em alguns processamentos específicos, é possível a participação dos geradores com usinas em atraso, efetuando ofertas de redução de montantes de energia. Essas ofertas serão utilizadas somente na hipótese do total de sobras declaradas ser superior ao total de déficits.

Leilões de Energia Nova

Segundo a regulamentação em vigor, cabe à ANEEL promover, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), observando as normas gerais de licitações e concessões e as diretrizes fixadas pelo MME. Os leilões de energia nova ("EN") têm como objetivo promover a construção de nova capacidade para atender ao crescimento do consumo das distribuidoras.

Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (15 a 25 anos para termelétricas e outras fontes e 30 anos para hidrelétricas) são oferecidos pelos geradores candidatos.

A cada ano, ao menos dois tipos de leilões de EN são realizados: (i) leilão A-6 ou A-5, que oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos, com entrada em operação em cinco anos ou seis anos após o leilão. (ii) leilão A-4 ou A-3, que oferecem contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos e com entrada em operação em 4 ou 3 anos após o leilão. O objetivo é a criação de um complemento para o leilão A-5 ou A-6

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

realizado dois anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda. Cabe ressaltar que o processo de leilão é conduzido separadamente de acordo com o tipo de empreendimento: se termelétrico ou hidrelétrico.

A sistemática destes leilões de energia determina que as distribuidoras devem declarar sua demanda para os referidos anos de suprimento, sendo as demandas individuais agregadas para a formação de um pool comprador de energia elétrica. A alocação da quantidade de energia a ser demandada de fonte termelétrica, alternativa ou hidrelétrica é estabelecida pelo MME, que fixa uma fração de energia elétrica mínima a ser demandada de fontes de geração, com o intuito de diversificar a matriz energética nacional no longo prazo de tal maneira a atingir os objetivos de diversificação estabelecidos no Plano Decenal de Energia Elétrica. Sendo assim, dentro de cada fonte de geração, são selecionados aqueles projetos cujas propostas de preço de venda de energia elétrica futura sejam as menores, mas sempre respeitando o percentual mínimo de energia advinda de cada fonte conforme estabelecido pelo MME para cada leilão. Estes projetos vão sendo gradativamente selecionados até que o montante de oferta agregada de energia seja suficiente para atender à demanda do pool comprador.

Especificamente, para a classificação dos empreendimentos de fontes termelétrica ou alternativa, os preços ofertados em leilão são baseados em um índice custo-benefício ("ICB"), que leva em consideração o custo associado à previsão de geração das usinas. O preço efetivo da energia é composto por uma remuneração fixa (RF, em R\$/ano), que compensa seu investimento e demais custos fixos e por uma remuneração variável que inclui o reembolso dos custos operativos da usina, quando ela é gera energia ou os custos de compra de energia no mercado de curto prazo, quando a usina não gera energia. Portanto, o ICB resultante do leilão é um preço de referência, que pode ser diferente do valor efetivamente pago pelas distribuidoras às usinas contratadas.

Independente da fonte de geração, a distribuidora conta com a possibilidade do repasse integral dos custos de aquisição de energia às tarifas de fornecimento, desde que respeitados os limites de contratação de energia estabelecidos pelo Decreto n.º 5.163/2004.

Após a realização do leilão de energia nova, há a possibilidade de troca ou redução de montantes contratos nos mecanismos de MCSD Energia Nova, que ocorrem trimestralmente, com cessões de energia entre distribuidores ou reduções contratuais com os geradores. No caso de cessão entre distribuidores, a cessão ocorre até o final do ano civil, ou anualmente, com cessões a partir do ano civil seguinte até o 4º ano subsequente. No caso de redução do contrato do gerador, a duração desta redução pode ser até o final do ano civil ou a rescisão contratual total.

Leilões de Ajuste

Esse tipo de leilão tem o objetivo de fazer um "ajuste fino" entre energia contratada e a demanda. Estes leilões oferecem contratos com duração de até 2 anos com início de suprimento para o mesmo ano. Por esta razão, esses contratos são conhecidos como "A-0". A distribuidora poderá comprar até 5% do total de sua energia contratada. Da mesma forma que os contratos de geração distribuída, os custos de aquisição desta energia também serão limitados para efeitos de repasse para os consumidores cativos pelo maior valor entre a média móvel do Valor de Referência (VR) atualizado dos últimos 5 anos e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) previsto para o mesmo período de suprimento.

Mecanismo de Venda de Excedentes

Outra alternativa destinada às distribuidoras a negociar seus contratos para obtenção de um melhor nível de contratação de energia é o MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes, este mecanismo permite que os agentes de distribuição (vendedores) negociem seus excedentes contratuais de

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) com agentes de geração, agentes de autoprodução, agentes de comercialização, consumidores livres e consumidores especiais que estejam adimplentes na CCEE (compradores).

A oferta de venda é voluntária e ocorrem negociações com periodicidade anual, semestral e trimestral, são considerados produtos de energia convencional não-especial e especial, sendo os preços fixos ou com um adicional ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Leilões de Energia de Fontes Alternativas

Além dos leilões de energia nova e existente, o MME pode periodicamente organizar também leilões específicos para contratar energia de fontes alternativas (biomassa, PCH, eólica e solar). Contratos padronizados de longo prazo (10-30 anos) são oferecidos e a sistemática do leilão são similares aos dos leilões de energia nova.

Leilões de Geração Distribuída (GD)

As distribuidoras podem fazer licitações especiais para a contratação de geração distribuída localizada em sua área de concessão (tensões abaixo de 230 KV). Até 10% da demanda da distribuidora pode ser suprida por este tipo de contrato. Para participar do processo, o gerador deve respeitar algumas restrições: (i) eficiência mínima de 75% para empreendimentos termelétricos (com exceção para fonte biomassa ou resíduos de processo), (ii) limite máximo de capacidade de 30MW para hidrelétricas, entre outros. A Companhia não promoveu esse tipo de leilão até a presente data.

Leilão de Projetos Estruturantes

A atual legislação dá direito ao governo de promover leilões de projetos específicos que são considerados estratégicos para o País. Este é o caso, por exemplo, dos leilões das usinas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, leiloadas em dezembro de 2007 e maio de 2008, respectivamente, além da usina de Belo Monte licitada em 2010.

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores

A compra de energia da distribuidora é exclusivamente através de leilões públicos pela CCEE por delegação da ANEEL e MME através da publicação de editais nos quais todos os geradores do país podem participar.

Desta forma, a Companhia não tem dependência de fornecedores, pois pode adquirir energia de todos os geradores nacionais de energia por meio destes sistemas de leilão, que lhe dão acesso ao mercado regulado nacional. O preço resultante do leilão, dentro dos limites de contratação regulada, é repassado para os consumidores finais, de forma a garantir a neutralidade do concessionário de distribuição.

(iii) eventual volatilidade em seus preços

Quanto à volatilidade no preço da energia elétrica adquirida, destaca-se que é, geralmente, causada por flutuações de carga, causas hidrológicas, falha de equipamentos e variação do preço do combustível.

No curto prazo, a ocorrência de baixa volatilidade é devido aos grandes reservatórios existentes, cuja capacidade permite facilmente a transferência de energia de horários fora da ponta, para horários na ponta.

7.3 - Informações Sobre Produtos E Serviços Relativos Aos Segmentos Operacionais

Já no médio prazo, a volatilidade é mais expressiva e ocorre porque sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento da demanda sob condições hidrológicas adversas, o que ocorre com baixa frequência, ou seja, na maior parte do tempo há excedente temporário de energia, o que resulta em preços baixos. Por outro lado, se um período de seca ocorre, o preço pode crescer drasticamente e até alcançar o custo de racionamento, como em 2010. Basicamente, esta alta acentuada do preço em situações de secas ocorre pela necessidade de despachar térmicas para atender a demanda e evitar o esvaziamento “total” dos reservatórios do sistema.

7.4 - Clientes Responsáveis Por Mais de 10% da Receita Líquida Total

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

(a) montante total de receitas provenientes do cliente

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui clientes responsáveis por mais de 10% da sua receita líquida total. A Companhia acredita possuir um bom relacionamento com seus clientes.

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui clientes responsáveis por mais de 10% da sua receita líquida total.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Histórico

A Constituição Federal brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, tais serviços eram explorados principalmente pelo Governo Federal. Há cerca de 20 anos, o Governo Federal adotou diversas medidas para reformular o setor elétrico brasileiro. Em geral, essas medidas visavam aumentar a participação do investimento privado e eliminar restrições aos investimentos estrangeiros, aumentando, dessa forma, a concorrência no setor.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- Considera-se como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro a Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os chamados contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época.
- Em 13 de fevereiro de 1995, o Governo Federal promulgou a Lei de Concessões, que regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal, e, em 7 de julho de 1995, a Lei do Setor Elétrico, que estabeleceu normas para outorga e prorrogação das concessões de serviços públicos existentes e desverticalização dos serviços de energia elétrica. Tais leis, em conjunto: (i) exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia elétrica fossem outorgadas por meio de processos licitatórios; (ii) permitiram, gradualmente, que determinados consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa, designados Consumidores Livres, adquirissem energia elétrica diretamente de concessionárias, permissionárias ou autorizatárias, tendo a opção, desta forma, de escolher seu fornecedor de energia; (iii) criaram a figura dos chamados Produtores Independentes de Energia Elétrica que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, distribuidoras, comercializadoras, dentre outros; (iv) concederam aos Consumidores Livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão; e (v) eliminaram a necessidade, por parte das concessionárias, de obter concessão, por meio de licitações, para construção e operação de usinas hidrelétricas com capacidade entre 1MW a 50MW, as PCHs, as quais passaram a estar sujeitas a simples autorização;
- Em 15 de agosto de 1995, por meio da Emenda Constitucional nº 6, foi autorizado o investimento estrangeiro no setor elétrico brasileiro. No período anterior à emenda em questão, basicamente todas as concessões do setor elétrico eram detidas por pessoa física brasileira ou pessoa jurídica controlada por pessoa(s) física(s) brasileira(s) ou pelo Governo Federal;
- A partir de 1995, uma parcela das participações representativas do bloco de controle de geradoras e distribuidoras detidas pela Eletrobrás, pela União e por vários Estados foi vendida a investidores privados;

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

- A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a ANEEL com suas atribuições de órgão regulador e, em 6 de agosto de 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE por meio da Lei nº 9.478. Antes de 1997, o setor elétrico no Brasil era totalmente regulado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, que atuava por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. O DNAEE, além de outras, possuía competência para outorgar concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade e desempenhava importante papel no processo de fixação de tarifas. Atualmente, a competência para fixação de tarifas é atribuída à ANEEL, uma autarquia independente por força da lei que a criou. Já a outorga de concessões compete ao Governo Federal, como Poder Concedente, que atua por meio do MME. Entretanto, o exercício de tal competência também foi delegado à ANEEL por meio de Decreto Presidencial nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, que foi substituído e revogado pelo Decreto Nº 10.272, de 12 de março de 2020, que manteve a referida delegação;
- Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei do Setor Elétrico, destinada a reformar a estrutura básica do setor elétrico que dispôs sobre as seguintes matérias:
 - (i) criação de um órgão auto-regulado responsável pela operação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (substituído pela atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) e pela determinação dos preços de curto prazo;
 - (ii) exigência de que as distribuidoras e geradoras firmassem os Contratos Iniciais, teoricamente, compromissos de take-or-pay, com preços e quantidades aprovados pela ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais foi assegurar que as distribuidoras tivessem acesso ao fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantissem uma taxa de retorno fixa às geradoras de energia elétrica durante o período de transição (2002-2005) que culminaria no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo;
 - (iii) criação do Operador Nacional do Sistema - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN;
 - (iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica;
 - (v) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (desverticalização);
 - (vi) estabelecimento de restrições de concentração a titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e
 - (vii) a nomeação do BNDES, como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.
- Em 2000, o Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, criou o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os benefícios conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluíam:
 - (i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, de acordo com a regulamentação do MME;
 - (ii) garantia de repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

por usinas termoeletricas até o limite do valor normativo, de acordo com a regulamentação da ANEEL; e

- (iii) acesso garantido a programa de financiamento especial do BNDES para o setor elétrico.
- Ainda em 2000, a Lei nº 9.991/00, determinou que concessionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica passassem a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico - P&D. As empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e PCHs estão isentas desta obrigação;
- Em 2001, o País enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Como consequência desta crise, o Governo Federal implementou medidas que incluíram:
 - (i) a instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e
 - (ii) a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE (por meio da Medida Provisória nº 2.198- 5/2001), que aprovou uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões afetadas pelo racionamento, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução. As metas para redução do consumo das classes residenciais e industriais chegavam a 20%.
- Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o Programa de Racionamento, em razão do aumento da oferta (graças à elevação significativa dos níveis dos reservatórios) e da redução moderada da demanda. Em 29 de abril de 2002, o Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438/02, conforme alterada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, promulgou novas medidas, tais como:
 - (i) previsão da RTE, com vistas a ressarcir as distribuidoras e geradoras das perdas financeiras provenientes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica;
 - (ii) criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA, com o objetivo de criar certos incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, PCHs e biomassa. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por essas fontes alternativas durante o período de 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidoras, as quais se incumbem de incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, à exceção dos consumidores de baixa renda. Em sua fase inicial, o PROINFA está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300MW. A maioria dos projetos que se qualificaram para os benefícios oferecidos pelo PROINFA entraram em operação a partir de 30 de dezembro de 2008; e
 - (iii) estabelecimento de regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, que consiste no atendimento a todos os pedidos de fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50Kw, em tensão inferior a 2,3 kV, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas as condições regulamentares exigidas. A

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica, prevendo as metas de universalização até 2014 e estipulando multas no caso de descumprimento destas por parte da concessionária distribuidora. Os recursos provenientes das multas impostas serão aplicados prioritariamente no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, na forma da regulamentação da ANEEL;

(iv) mudança nas condições de enquadramento dos consumidores residenciais de baixa renda.

- Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor, tendo por meta precípua proporcionar, aos consumidores, fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi regulamentada por decretos presidenciais dentre os quais o Decreto nº 5.163/04, o qual dispôs, principalmente, sobre a comercialização de energia elétrica.

Concessões

A Lei das Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com o regulamento vigente do setor elétrico.

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a exclusivo critério do Poder Concedente, ainda que a respectiva concessionária tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitada a prorrogação dentro do prazo estabelecido. Assim, não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas às respectivas concessionárias, inclusive a Companhia, serão prorrogadas pelo Poder Concedente.

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. O Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa ou de desapropriação, em benefício de uma concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária ou do Poder Concedente.
- Responsabilidade Objetiva. A concessionária é a responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa.
- Mudanças no controle societário. O Poder Concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária.
- Intervenção do Poder Concedente. O Poder Concedente poderá intervir na concessão com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das

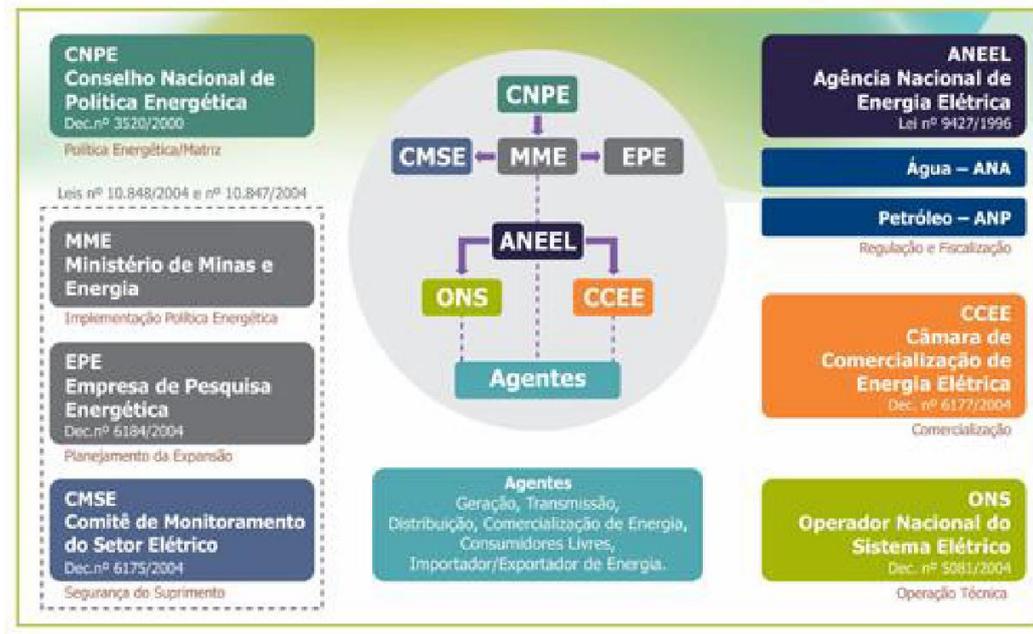
7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

condições contratuais, obrigações regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações. No prazo de 30 dias contado da intervenção, um representante do Poder Concedente deverá iniciar um procedimento administrativo no qual é assegurado à concessionária o direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor indicado por decreto do Poder Concedente ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído em 180 dias após a entrada em vigor do decreto, cessa a intervenção e a concessão retorna à concessionária. A administração da concessão também retornará à concessionária caso o interventor decida pela não extinção da concessão e o seu termo contratual ainda não tenha expirado.

- Extinção antes do Termo Contratual. A extinção do contrato de concessão poderá ser determinada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a retomada do serviço pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão, por razões relativas ao interesse público, as quais deverão ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. A caducidade deverá ser declarada pelo Poder Concedente após a ANEEL ou o MME terem expedido um ato normativo indicando: (i) a falha da concessionária em cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão; (ii) que a concessionária não tem mais a capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) que a concessionária não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados. Nos casos de caducidade, deverão ser descontados da indenização os valores das multas contratuais e dos danos por ela causados.
- Termo contratual. Quando do advento do termo contratual, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica, serão revertidos ao Poder Concedente. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.
- Penalidades. A regulamentação da ANEEL prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

Principais Entidades Regulatórias



Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para prestar assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao País.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão do setor energético brasileiro, atuando como Poder Concedente em nome do Governo Federal e tendo como sua principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor.

Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, tornou-se responsável pela condução das políticas energéticas do País.

De acordo com o Decreto nº 9.675/2019, são competências do MME os seguintes temas:

- I - Políticas nacionais de geologia, de exploração e de produção de recursos minerais e energéticos;
- II - Políticas nacionais de aproveitamento dos recursos hídricos, eólicos, fotovoltaicos e de demais fontes para fins de energia elétrica;
- III - Política nacional de mineração e transformação mineral;
- IV - Diretrizes para o planejamento dos setores de minas e de energia;
- V - Política nacional do petróleo, do combustível, do biocombustível, do gás natural de energia elétrica, inclusive nuclear;
- VI - Diretrizes para as políticas tarifárias;

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

VII - Energização rural e agroenergia, inclusive eletrificação rural, quando custeada com recursos vinculados ao setor elétrico;

VIII - Políticas nacionais de integração do sistema elétrico e de integração eletroenergética com outros países;

IX - Políticas nacionais de sustentabilidade e de desenvolvimento econômico, social e ambiental dos recursos elétricos, energéticos e minerais;

X - Elaboração e aprovação das outorgas relativas aos setores de minas e energia;

XI - Avaliação ambiental estratégica, quando couber, em conjunto com o Ministério do Meio Ambiente e demais órgãos relacionados;

XII - Participação em negociações internacionais relativas aos setores de minas e energia; e

XIII - Fomento ao desenvolvimento e adoção de novas tecnologias relativas aos setores de minas e de energia.

Compete, ainda, ao Ministério de Minas e Energia zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no País.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Respeitada a competência do MME, o setor elétrico brasileiro é regulado também pela ANEEL, autarquia federal autônoma. Com a promulgação da Lei nº 9.427/1996 a principal responsabilidade da ANEEL passou a ser regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e com as atribuições a ela delegadas pelo Governo Federal, por meio do MME

São de competência da Aneel:

I - Concessão, permissão e autorização: (i) Implementar políticas - por delegação do Governo Federal, promove as atividades relativas às outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica; (ii) Leiloar concessões do setor- promover mediante delegação, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos; (iii) Fazer a gestão dos contratos de fornecimento - celebrar a contratação e gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público.

II – Regulação: (i) Estabelece as regras para o serviço de energia. Regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; (ii) Dita metas para o equilíbrio e o bom funcionamento do mercado. A ANEEL determina as metas a serem periodicamente alcançadas pelas distribuidoras de energia elétrica. Cria também limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica; (iii) Cria a metodologia de cálculo de tarifas. A ANEEL estabelece as metodologias de cálculo das diferentes tarifas do setor e calcula as tarifas aplicadas às contas das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia.

III – Fiscalização: Fiscaliza o fornecimento do serviço. É papel da ANEEL controlar e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica. Tal atuação tem como objetivos assegurar o bom funcionamento dos agentes, para que não venham a comprometer o serviço ao consumidor, e principalmente a

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

qualidade de fornecimento dos serviços de energia elétrica. A fiscalização pode fazer exigências, impor multas e, em última instância, recomendar à Diretoria Colegiada da ANEEL o fim do contrato de concessão.

IV - Mediação de Conflitos e Ouvidoria: Cabe à ANEEL dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores.

V - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Gestão e fomento de programas: (i) gere os programas de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética, ambos conduzidos por concessionárias de geração, transmissão e distribuição; (ii) Responsável pela regulamentação dos investimentos compulsórios em P&D pelos agentes do setor, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a ANEEL procura incentivar a realização de projetos que melhorem a eficiência e a qualidade dos serviços prestados e reduzam a dependência tecnológica do setor.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998. O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, formada pelos Consumidores Livres e empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico conferiu ao Governo Federal poderes para indicar 3 membros da Diretoria do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no SIN, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação da geração e transmissão; (ii) a organização e controle da utilização do SIN 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 (propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão); e (vi) a proposição de normas para operação do sistema de transmissão para posterior aprovação pela ANEEL, e a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A CCEE foi criada por força da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico para suceder ao Mercado Atacadista de Energia (MAE), sob a forma de pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, que opera sob autorização do Poder Concedente e mediante regulação e fiscalização da ANEEL. Nos termos da Lei nº 10.848/2004, a CCEE é integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica e pelos consumidores livres.

A CCEE absorveu as funções e estrutura do MAE. Entre suas principais atribuições estão: (i) a realização de leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada por delegação da ANEEL; (ii) registrar o volume de todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações no Ambiente de Contratação Livre; (iii) contabilizar e liquidar a diferença entre os montantes efetivamente gerados ou consumidos e aqueles registrados nas transações de curto prazo; (iv) apuração do PLD, utilizado para valorar as transações no mercado de curto prazo; v) aplicar as respectivas penalidades pelo descumprimento de limites de contratação de energia elétrica; vi) efetuar a

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

estruturação e a gestão do Contrato de Energia de Reserva; vii) efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou um decreto que criou a EPE e aprovou o seu Estatuto Social. A EPE é uma empresa pública federal, cuja criação foi autorizada por lei, sendo responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados (carvão mineral, fontes energéticas renováveis, dentre outros), bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Em agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que cria o CMSE, que é presidido e coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE consistem em: (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras visando a manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico - Lei 10.848/2004

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com vistas a (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade de geração; e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil com tarifas adequadas, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- a criação de 2 ambientes paralelos para a comercialização de energia, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos, chamado de Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado especificamente voltado a atividades não reguladas, do qual podem participar os geradores, Consumidores Livres, PIE e agentes comercializadores e que permitirá um certo grau de competição em relação ao Ambiente de Contratação Regulada, qual seja, o Ambiente de Contratação Livre;
- obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% (cem por cento) da sua demanda;
- restrições a determinadas atividades das distribuidoras, que incluir a proibição de venda de eletricidade aos Consumidores Livres a preços não regulamentados e de desenvolver atividades de geração e transmissão de energia elétrica, de forma a assegurar que estas se concentrem somente em sua atividade principal, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos;
- existência de Garantia Física de lastro de geração para toda energia comercializada em

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

contratos, sendo que Garantia Física de Lastro é a capacidade declarada de geração de energia declarada pela usina, de geração para toda energia comercializada em contratos;

- proibição das distribuidoras venderem energia a Consumidores Livres a preços não regulamentados e desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica;
- eliminação da auto-contratação (*self-dealing*), de forma a proporcionar um incentivo a que as distribuidoras comprem energia aos mais baixos preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes relacionadas; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a proporcionar estabilidade às transações efetuadas antes da sua promulgação

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Privatização criado pelo Governo Federal em 1990 visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente sendo contestada perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal requereu a extinção das ações argumentando que as alegações de inconstitucionalidade haviam perdido o objeto, pois tinham relação com medida provisória que já foi convertida em lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não proferiu sua decisão final sobre o mérito do processo judicial e não existe previsão para que essa decisão seja proferida. Dessa forma, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico encontra-se atualmente em vigor. Contudo, ela pode sofrer alterações.

A Desverticalização no Âmbito do Marco Regulatório

A desverticalização no setor de energia elétrica foi um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, visando à segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995.

O processo de desverticalização tem como objetivos: (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão e permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração de energia (exceto Geração Distribuída); (ii) de transmissão de energia; (iii) de venda de energia a Consumidores Livres situados fora de sua área de concessão; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários à prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto em lei e nos respectivos contratos de concessão. Tais restrições não se aplicam (i) ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados; (ii) ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh/ano; e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

destinados à própria distribuidora ou à sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

Da mesma forma, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005. Esse prazo poderia ser prorrogado pela ANEEL, uma única vez, se efetivamente comprovada a impossibilidade do cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Ambientes para a Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica serão conduzidas, paralelamente, em 2 diferentes segmentos de mercado: (i) o Ambiente de Contratação Regulada, que contempla a compra por distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus consumidores cativos e (ii) o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a compra de energia elétrica por entidades não-reguladas, tais como Consumidores Livres e comercializadoras.

A energia gerada por (i) projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centrais de consumo ("Geração Distribuída"); (ii) usinas qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido abaixo; e (iii) Usina Hidrelétrica de Itaipu Binacional ("Itaipu"), não estarão sujeitas a processos de leilão centralizados para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada.

A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e comprada pelas distribuidoras do Sul e Sudeste do País. A ANEEL é responsável pelo cálculo das cotas de Itaipu que cabem a cada distribuidora, sendo tais cotas proporcionais ao mercado de cada distribuidora. O preço da energia de Itaipu é dado em Dólar, conseqüentemente, os preços estão sujeitos à variação cambial. Vale lembrar que os custos de aquisição de energia são meramente repassados às tarifas.

A aquisição pelas distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas, PCHs devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

O Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, as empresas de distribuição compram suas necessidades projetadas de energia para a distribuição a seus consumidores cativos, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as geradoras, comercializadoras e importadores de energia elétrica (referidos em conjunto como "Agentes Vendedores") por meio de 2 espécies de acordos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os Agentes Vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia e assumem o risco no caso de o fornecimento ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, ou das variações de

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

preços dos combustíveis (geradores térmicos), e demais riscos inerentes à geração, sendo então responsáveis por quaisquer compras de energia no mercado de curto prazo que sejam necessárias para cumprir seus compromissos contratuais.

De outra forma, nos termos de um Contrato de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao Ambiente de Contratação Regulada. Neste caso, a receita da geradora é garantida e os custos variáveis de despacho são assumidos pelas distribuidoras.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a estimativa de demanda por parte das distribuidoras é o principal fator levado em conta quando da determinação da quantidade de energia que o sistema como um todo deverá contratar. De acordo com o modelo, as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia. A insuficiência de energia para suprir todo o mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às distribuidoras.

As contratações entre as distribuidoras e empreendimentos de geração existentes poderão prever entrega da energia a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 3 e, no máximo, 15 anos. As contratações entre as distribuidoras e novos empreendimentos de geração poderão prever entrega da energia a partir do 3º ou do 5º ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos.

As distribuidoras de energia têm o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia adquirida por meio de leilões. Nesse repasse, determinados desvios de volumes para maior e para menor são admitidos em virtude da impossibilidade das distribuidoras de declararem montantes exatos e com antecedência em relação à sua demanda de energia elétrica para um determinado período.

As distribuidoras possuem diversos mecanismos para ajustar seu portfólio de contratos ao requisito de carga. As distribuidoras contam com leilões de ajuste e a possibilidade de compra de energia de pequenos geradores localizados dentro de sua área de concessão, podendo ainda ceder e adquirir contratos entre si. Além disso, no caso da saída de consumidores livres podem reduzir seus contratos junto aos geradores.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as licitações para novas instalações de geração hidrelétrica indiquem, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ACR.

Redução Compulsória no Consumo

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, em uma situação na qual o Governo Federal venha a decretar a redução compulsória do consumo de energia em determinada região, todos os Contratos de Quantidade de Energia no Ambiente de Contratação Regulada, registrados pela CCEE, deverão ter seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

O Ambiente de Contratação Livre – ACL

O Mercado Livre de Energia foi criado durante o governo de Fernando Henrique Cardoso, em 1995, com a Lei 9.074. Ao criar esse mercado, o objetivo do governo foi estimular a livre

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

concorrência, criando maior competitividade entre as empresas brasileiras e proporcionando a redução dos custos com energia elétrica. Atualmente, o mercado livre compreende atualmente cerca de 25% da carga do país.

No Mercado Livre de Energia, energia elétrica é comercializada entre agentes de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores, agentes de comercialização, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

Nesse ambiente há liberdade para se estabelecer algumas condições contratuais, como volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços e vigência do contrato, sendo as transações pactuadas através de contratos livremente negociados, as negociações podem ser simplesmente bilaterais, licitações privadas, ou através de leilões privados promovidos tanto por ofertantes (geradores ou comercializadoras), quanto demandantes (consumidores livres e comercializadoras).

Os consumidores livres podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica em toda a extensão do Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme sua conveniência, bem como o melhor preço, ofertado pelos geradores ou agentes comercializadores. Os contratos, livremente negociados, podem ter diversos prazos de fornecimento, de curto, médio e longo prazos, com distintas condições de entrega, desde o fornecimento contínuo ao fornecimento com montantes variáveis ao longo do ano e ainda flexíveis para um determinado mês, de maneira que os contratos estão permanentemente refletindo características do consumo, assim como as restrições físicas e econômicas dos fornecedoras. Os preços bilaterais refletem tanto as condições conjunturais como estruturais, sendo bastante relacionados às expectativas de preços spot e às condições de suprimento futuro.

Acrescente-se ainda a existência da figura do consumidor parcialmente livre que é o consumidor livre que exerce a opção de contratar parte das necessidades de energia e potência das unidades consumidoras de sua responsabilidade com a distribuidora local, nas mesmas condições reguladas aplicáveis a consumidores cativos, incluindo tarifas e prazos.

Após a edição da Lei 9.074/95. Estes consumidores potencialmente livres passaram a poder optar por mudar de fornecedor de eletricidade, desde que notifiquem a distribuidora a respeito de sua intenção de rescindir o contrato, com antecedência mínima de 180 dias do vencimento do mesmo, sob pena de renovação automática e multa contratual caso opte pela saída antes da nova validade.

A Portaria do MME nº 465/2019 reduziu o limite para migração ao Mercado Livre, a partir de 1º de janeiro de 2021, para os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW¹, atendidos em qualquer tensão, de forma que poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional. Ou seja, podem adquirir energia de qualquer fonte de geração, incluindo as grandes hidrelétricas do país e as mais modernas usinas térmicas, solares e eólicas.

Além disso, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW, por unidade ou somatório de unidades com o mesmo CNPJ, podem adquirir energia gerada por fontes renováveis, tais como hidrelétricas de pequeno porte (PCH), termelétricas a biomassa, fontes eólicas, entre outras - são denominados consumidores especiais.

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo Ambiente de Contratação Livre, nos termos estabelecidos pela Lei 9.074/95, este somente poderá retornar ao ambiente regulado se notificar seu distribuidor local com cinco anos de antecedência, ou em menor prazo a critério do distribuidor.

¹ A Portaria MME 465/2019 definiu também que, a partir de 1º de janeiro de 2022 esse limite passará a ser 1.000 kW e, a partir de 1º de janeiro de 2023, 500 kW.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

Tal exigência prévia busca garantir que, se necessário, a distribuidora tenha tempo hábil para contratar o suprimento da energia necessária para atender o regresso de consumidores livres ao Ambiente de Contratação Regulada. A fim de minimizar os efeitos resultantes da migração de consumidores livres, as distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratado junto às geradoras, por meio dos CCEARs de energia oriunda de empreendimentos de geração existente, de acordo com o volume de energia que não irão mais distribuir a esses consumidores.

Os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Os clientes de alta tensão que compravam energia de Distribuidores no Ambiente de Contratação Regulado o faziam a preços subsidiados. Esse subsídio, conhecido por “subsídio cruzado”, começou a ser reduzido gradualmente a partir de julho de 2003, e foi totalmente eliminado em julho de 2007.

Eliminação da Auto-Contratação (Self-Dealing)

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a consumidores cativos é efetuada no ACR, a autorização para as distribuidoras comprarem até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica adquirida de partes relacionadas não é mais permitida (self-dealing), exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras podem, no entanto, comprar energia elétrica de partes relacionadas, quando participarem dos processos licitatórios para compra de energia elétrica no ACR e a geradora vencedora da licitação for uma parte relacionada da distribuidora.

Regras Específicas do Ambiente de Contratação Regulada - ACR

As regras sobre a comercialização de energia elétrica no ACR requerem que as distribuidoras atendam à totalidade de seu mercado, principalmente por meio dos leilões de compra de energia. Cabe ao MME a definição do montante total de energia a ser contratado no ACR e a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões a cada ano.

Em linhas gerais, a partir de 2005, todo agente de distribuição, gerador, comercializador, autoprodutor ou Consumidor Livre deve declarar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, para cada um dos 5 anos subsequentes. Cada agente de distribuição deve declarar, até sessenta dias antes de cada leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes ou de energia proveniente de novos empreendimentos, os montantes de energia que deve contratar nos leilões. Além disto, as distribuidoras devem especificar a parcela de contratação que pretendem dedicar ao atendimento a consumidores potencialmente livres, quais sejam, aqueles que apresentam os requisitos para se tornarem consumidores livres, mas ainda não exerceram essa opção.

Os leilões de compra, pelas distribuidoras, de energia proveniente de novos empreendimentos de geração têm ocorrido: (i) 5 anos antes do início da entrega da energia (denominados leilões "A-5"); e (ii) 3 anos antes do início da entrega (denominados leilões "A-3"). Haverá, ainda, leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes realizados no ano

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

anterior ao de início da entrega da energia (leilões "A-1") e para ajustes de mercado, com início de entrega em até 4 meses posteriores ao respectivo leilão. Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL, com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, especialmente no que diz respeito à utilização do critério de menor tarifa no julgamento.

Os vencedores de cada leilão de energia realizado no ACR devem firmar os CCEAR com cada distribuidora, em proporção às respectivas declarações de necessidade das distribuidoras. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste, no qual os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição interessado. Os CCEAR provenientes dos leilões "A-5" ou "A-3" terão prazo de 15 a 30 anos, enquanto que os CCEAR provenientes dos leilões "A-1" terão prazo de 5 a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste terão prazo máximo de 2 anos.

Para os CCEAR decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, há 3 possibilidades de redução das quantidades contratadas, quais sejam: (i) compensação pela saída de consumidores potencialmente, livres do Ambiente de Contratação Regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4% ao ano do montante anual contratado 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 às variações de montantes de energia estipuladas nos contratos de geração firmados antes de 17 de março de 2004, desde que previstas anteriormente a tal data ou relativas a ampliações de PCHs.

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, foi criado o valor de referência anual ("Valor de Referência Anual"), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3", calculado para o conjunto de todas as distribuidoras, o qual será o limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para a contratação de geração distribuída.

O Valor de Referência Anual é um estímulo para que as distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões "A-5", cujo custo de aquisição é, teoricamente, inferior ao da energia contratada nos leilões "A-3" e o Valor de Referência Anual é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos 3 primeiros anos de vigência dos contratos de energia provenientes de novos empreendimentos. A partir do quarto ano, os custos individuais de aquisição são repassados integralmente. Há de se ressaltar a existência das seguintes limitações ao repasse dos custos de aquisição de energia pelas distribuidoras:

- impossibilidade de repasse dos custos referentes à contratação de energia elétrica correspondente a mais de 105% de sua demanda real, com o objetivo de incentivar as distribuidoras a sobre-contratarem e, admitindo o nível de incerteza na previsão de suas necessidades, o MME estabeleceu que as distribuidoras terão o direito de repassar integralmente a seus respectivos consumidores os custos relacionados à energia elétrica por elas adquirida, inclusive a um nível de sobre-contratação de até 5%;
- quando a contratação ocorrer em um leilão "A-3" e a contratação exceder em 2% a demanda, o direito de repasse deste excedente estará limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos aos leilões "A-5" e "A-3";
- caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação – correspondente a 96% da quantidade de energia elétrica dos contratos que se extinguem no ano dos leilões, subtraídas eventuais reduções, o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor;

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

- no período compreendido entre 2005 e 2008, a contratação de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões "A-1" não poderá exceder a 1% da demanda das distribuidoras, observado que o repasse do custo referente à parcela que exceder este limite estará limitado a 70% do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para entrega a partir de 2005 até 2008;
- O MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes;
- caso as distribuidoras não atendam a obrigação de contratar a totalidade da sua necessidade no ano civil, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada aos consumidores ao menor valor entre o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) e o Valor de Referência Anual, sem prejuízo da aplicação de penalidades.

Outra opção de gerenciar os riscos de desvios de mercado é o Mecanismo de Sobras e Déficits (MCSD) no qual as distribuidoras podem trocar contratos a preço de custo. Neste mecanismo as distribuidoras deficitárias poderão absorver: (i) CCEAR de energia existente associados prioritariamente a redução de CCEAR por distribuidoras que tiverem saída de consumidores para o mercado livre; (ii) redução de CCEAR por distribuidoras que tiverem novos contratos bilaterais iniciando, desde que firmados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou relativos à ampliação de PCHs; e (iii) redução de CCEAR por distribuidoras que apresentaram variação de mercado acima do previsto. Também está previsto a modalidade de MCSD após o final do ano, momento em que as distribuidoras deficitárias cederiam contratos, a preço de custo, àquelas que estejam com déficit, sem causar perdas para as cedentes. A partir de 2016, foi criada nova modalidade na qual permite, de forma centralizada, a redução de contratos de energia nova, caso algum gerador manifeste interesse.

Outra alternativa destinada às distribuidoras a negociar seus contratos para obtenção de um melhor nível de contratação de energia é o MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes, no mesmo é permitida a negociação entre os agentes do ACL e ACR. A periodicidade das negociações é anual, semestral e trimestral, além de considerar produtos de energia convencional não-especial e especial, sendo os preços fixos ou com um adicional ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Contratos Assinados Antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico expressamente determina que os contratos celebrados pelas distribuidoras de energia elétrica e aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos, aumento de preços ou quantidades de energia elétrica já contratadas.

Renovação das Concessões e a MP 579

Em setembro de 2012 o Governo editou a Medida Provisória nº 579, depois convertida na Lei nº 12.783/13, que estabeleceu as regras para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição que não haviam sido licitadas na década de 90. Essa medida possibilitada aos agentes terem suas concessões renovadas sem a necessidade de se submeter ao um processo licitatório aberto a outros competidores. A contrapartida dessa medida era aceitar uma redução de até 70% da receita a partir de 2013 para geradores e transmissores.

Para as empresas de distribuição alcançadas pela Lei 12.783/13 as condições para a renovação da concessão eram a assinatura de um aditivo ao contrato de concessão que impunha novas

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

obrigações para o atendimento dos índices de qualidade do serviço e de sustentabilidade econômico-financeiro.

Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

Após a criação da ANEEL, em 1997, a agência passou a regular as tarifas praticadas pelas distribuidoras, tendo por base seu Contrato de Concessão que estabelece, dentre outros, as tarifas a serem praticadas e os respectivos critérios de reajuste/revisão destas tarifas. Nesse ambiente regulatório, a tarifa é diferenciada de acordo com o tipo de consumidor (classe de consumo) e a tensão do fornecimento (grupo/subgrupo).

Reajustes e Revisões Tarifárias

Os valores das tarifas de energia elétrica (uso da rede e fornecimento) são reajustados anualmente pela ANEEL ("Reajuste Tarifário Periódico"), a cada 4 ou 5 anos ("Revisão Tarifária Periódica"), dependendo do contrato de concessão e, por fim, podem ser revistos em caráter extraordinário ("**Revisão Extraordinária**").

A ANEEL divide a receita das concessionárias de distribuição em 2 parcelas correspondentes aos seguintes custos: (i) custos não-gerenciáveis pela distribuidora, chamados custos da Parcela A; e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B.

Os custos da Parcela A incluem, os seguintes itens:

- custos de aquisição de energia elétrica obtidos dos leilões públicos promovidos pela ANEEL;
- custos de aquisição de energia elétrica de Itaipu (apenas nas concessionárias que adquirem energia da usina de Itaipu);
- custos de aquisição de energia elétrica, conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes (anteriores à Lei 10.848/2004);
- custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; e
- encargos setoriais: CDE, TFSEE, PROINFA, ONS, ESS, EER, P&D.

O repasse do custo de aquisição de energia elétrica sob contratos de fornecimento celebrados antes da vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico às tarifas está sujeito a um limite máximo baseado no Valor Normativo estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia (tais como energia hidrelétrica, energia termelétrica ou fontes alternativas de energia). O Valor Normativo é reajustado anualmente para refletir aumentos nos custos incorridos pelas geradoras. Este reajuste leva em consideração: (i) a inflação; (ii) os custos incorridos em moeda estrangeira (Dólar e inflação americana); e (iii) os custos de combustível (tal como gás natural). Os custos incorridos em moeda estrangeira não podem ultrapassar 25% dos custos das geradoras.

A Parcela B compreende os custos que estão sob o controle das concessionárias (custos operacionais, remuneração do capital e quota de reintegração regulatória). A cada reajuste, a Parcela B é obtida como resultado da subtração da Parcela A da Receita total auferida no período de Referência, que é definido como o período transcorrido entre o último reajuste e o que está em processamento, ou seja, a Parcela B é obtida residualmente.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

O Reajuste Anual das tarifas baseia-se em uma fórmula paramétrica, definida no Contrato de Concessão. Nele, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. Em outubro de 2001, foi criado o mecanismo da CVA, para compensação das variações de valores de itens dos custos não gerenciáveis ocorridas entre reajustes tarifários anuais das distribuidoras de energia. A CVA é contabilizada no balanço patrimonial das distribuidoras e o seu saldo corrigido mensalmente pela taxa de juros Selic, podendo ser um ativo ou passivo regulatório. Na data do reajuste anual, se o saldo da CVA indicar um direito a receber para a distribuidora, a ANEEL deverá homologar o respectivo acréscimo para as tarifas. Se o saldo da CVA indicar uma obrigação a ressarcir o consumidor, a ANEEL deverá homologar o respectivo decréscimo para as tarifas.

A Revisão Tarifária Periódica ocorre a cada 4 ou 5 anos (no caso da Companhia a cada 4 anos). Essas revisões são realizadas pela ANEEL tendo como princípios: as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas. Desta forma, nos processos de Revisão Tarifária Periódica implementados pela ANEEL, todos os custos da Parcela B são recalculados com vistas a assegurar que a Parcela B seja suficiente para: (i) a cobertura dos custos operacionais eficientes; e (ii) a remuneração adequada dos investimentos prudentes considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora. É ainda na Revisão Tarifária que se determina o Fator X.

O Fator X é utilizado para ajustar a inflação empregada nos reajustes anuais subsequentes.

A partir do 3º ciclo de Revisão Tarifária, a abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica buscou defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula **Fator X = Pd + Q + T**, onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

O Componente Pd do Fator X contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica e é estimado a partir da relação entre o crescimento do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia elétrica. O Componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. O Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios.

Ademais, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a Revisão Tarifária Extraordinária, caso a caso, de maneira a assegurar o equilíbrio financeiro de seus contratos de concessão e a compensação por custos imprevistos que modifiquem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Histórico Recente de Revisão Tarifária da Companhia

Conforme estabelecido no Contrato de Concessão, os reajustes tarifários anuais entram em vigor a partir do dia 22 de abril de cada ano, e as revisões tarifárias periódicas ocorrem a cada 4 anos, também na mesma data. O primeiro ciclo de revisão tarifária da Companhia ocorreu em 2003, o

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

segundo ciclo ocorreu em 2007, o terceiro ciclo em 2011, o quarto ciclo em 2015 e o quinto em 2019.

Revisão Tarifária 2019

A ANEEL aprovou a revisão tarifária da Companhia por meio da Resolução Homologatória nº 2.530/2019. As tarifas foram reajustadas, em média, em 8,22% para todos os clientes da distribuidora. Para os consumidores de baixa tensão, em sua maioria clientes residenciais, o reajuste foi de 8,35%. Já para os clientes que se conectam em média e alta tensão, o aumento foi, em média, de 7,87%.

Reajuste Tarifário 2020

Em 14 de abril de 2020, a Diretoria da ANEEL homologou o índice de Reajuste Tarifário Anual da Companhia, a vigorar a partir de 22 de abril de 2020 até 21 de abril de 2021, que conduziu ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 3,94%, sendo 3,78% para os consumidores em alta tensão e 4,00% para os consumidores em baixa tensão.

Em função da pandemia devido ao coronavírus, os efeitos de aplicação das tarifas provenientes deste processo tarifário foram suspensos até o dia 30 de junho de 2020 com a manutenção da aplicação das tarifas até então vigentes, constantes da Resolução Homologatória nº 2.530/2019. No entanto, foi reconhecido o direito da Companhia ao valor total de R\$ 36.244.325,55, referente à não arrecadação da receita tarifária adicional no período.

Além disso, a empresa foi autorizada a realizar a dedução no valor do recolhimento das cotas mensais da CDE à CCEE para as competências de maio, junho e julho de 2020 (de R\$ 12.081.441 mensais), que foram pagos ao fundo setorial a partir da competência de agosto de 2020 com a devida correção dos valores pela Taxa Selic.

Reajuste Tarifário 2021

Em 22 de abril de 2021, a ANEEL homologou o índice de Reajuste Tarifário Anual da ENEL Distribuição Ceará, a vigorar a partir de 22 de abril de 2021 até 21 de abril de 2022, que conduziu ao efeito médio percebido pelos consumidores de 8,95%, sendo 10,21% para os consumidores em alta tensão e 8,54% para os consumidores em baixa tensão. Neste processo de reajuste de 2021, destacam as ações setoriais como o reperfilamento dos custos de transmissão, a antecipação das receitas de ultrapassagem de demanda, a antecipação da devolução dos créditos de PIS/COFINS e o diferimento de parcela B que contribuíram para atenuação do índice tarifário em -11,11%.

Encargos Setoriais

Encargo de Energia de Reserva – EER

São os custos decorrentes da contratação da energia de reserva que serão pagos mensalmente por todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo consumidores livres e autoprodutores, por intermédio de EER, que corresponde a aluguel a ser pago a usinas por estas apresentarem disponibilidade de geração.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Em abril de 2002, o Governo Federal criou a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, objetivando promover: (i) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelo SIN; e (ii) a universalização do serviço de energia elétrica. A CDE terá a duração de 25 anos e seus recursos serão movimentados pela Eletrobrás.

Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bens públicos, penalidades e multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e dos encargos pagos por todos os agentes que comercializem energia com consumidores finais.

Os recursos da CDE poderão ser utilizados, ainda, para subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária de fornecimento de energia aos consumidores da subclasse residencial baixa renda quando os recursos provenientes do adicional de dividendos devidos à União pela Eletrobrás, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras de serviço público com a comercialização de energia elétrica nos leilões públicos não forem suficientes. São considerados consumidores de baixa renda aqueles atendidos por circuito monofásico, com consumo mensal situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprove sua inscrição no cadastro único do Governo Federal ou sua condição de beneficiário do programa Bolsa Família do Governo Federal até 27 de fevereiro de 2006.

Em 20 de março de 2020, o Decreto Legislativo nº 6 reconheceu, para os fins do art. 65 da Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000, a ocorrência do estado de calamidade pública, nos termos da solicitação do Presidente da República encaminhada por meio da Mensagem nº 93, de 18 de março de 2020.

Em 8 de abril de 2020, a Medida Provisória nº 950/2020, dispôs sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, e da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da pandemia de coronavírus (COVID-19).

A Medida Provisória nº 950/2020 alterou a Lei nº 12.783, de 2013, e a Lei nº 10.438, de 2012, para, dentre outras coisas, ampliar para 100% (cem por cento) o desconto dos consumidores de Tarifa Social com faturamento de até 220 KW/mês, destinando recursos à CDE para essa cobertura.

Tal MP também atribuiu à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE o provimento de recursos, exclusivamente por meio de encargo tarifário, e a amortização de operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos no setor elétrico decorrentes do estado de calamidade pública, com o objetivo de minimizar os impactos no setor de distribuição de energia elétrica.

Em 18 de maio de 2020, o Decreto nº 10.350 dispôs sobre a criação da Conta Covid destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, regulamentou a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, e deu outras providências.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

A ANEEL também cobra uma taxa de fiscalização dos agentes e concessionárias que prestam serviços de energia elétrica. Essa taxa é denominada Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

Elétrica, ou TFSEE. A TFSEE foi criada pela Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997, e é equivalente a 0,4% do benefício econômico anual realizado pelo agente ou concessionária. A determinação do "benefício econômico" tem como base a capacidade instalada de concessionárias de geração e transmissão autorizadas ou os faturamentos anuais das concessionárias de distribuição.

Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Os primeiros contratos de concessão obrigavam as concessionárias de geração a investirem em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica, anualmente, um percentual mínimo de 0,25% de sua receita operacional líquida. Para as concessionárias de distribuição esse percentual era de 1%.

Com a criação da Lei nº 9.991/00, esses percentuais mínimos foram alterados e a obrigatoriedade foi estendida a todas as empresas de energia elétrica, de acordo com a sua área de atuação. De acordo com tal lei, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, no mínimo 0,75% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética. Com a alteração da Lei nº 9.991/00, pela Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007, as concessionárias e companhias autorizadas a participar das atividades de distribuição, geração e transmissão de energia passaram a aplicar, anualmente, o mínimo de 0,50% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica, com exceção das companhias que geram energia por meio de fontes eólica, biomassa e PCHs.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

Os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, bem como os órgãos da administração direta da União, recebem uma compensação financeira das geradoras pelo aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. Os valores da CFURH se baseiam na energia elétrica produzida e são pagos para os Estados e os Municípios nos quais a planta ou o reservatório se localiza. Ressalte-se que esse encargo não é aplicável às PCH's, em virtude da isenção estabelecida na Lei do Setor Elétrico.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica), privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor elétrico.

A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é da Eletrobrás, de forma que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela Eletrobrás, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, são rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

A Resolução Normativa ANEEL nº 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo do PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

ONS – Operador Nacional do Sistema

As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados, e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

O ESS é um encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

Os ESS são pagos pelas distribuidoras e consumidores livres, sendo os mesmos apurados mensalmente pela CCEE e repassados aos agentes de geração que tiverem prestado tais serviços não remunerados pelo PLD.

A inadimplência com os encargos regulatórios implica na (i) inclusão da companhia no cadastro de inadimplentes da ANEEL; (ii) proibição de participação em processos de revisão/reajuste tarifário; (iii) suspensão de recebimento de subvenções por parte do Governo Federal; e (iv) autuação por parte do órgão regulador.

Tarifas e Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas e encargos pelo uso e acesso a tais sistemas. As tarifas são a TUSD (tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada distribuidora) e a TUST (a tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão). Além disso, as distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos pelo transporte da energia de Itaipu e algumas distribuidoras que acessam o sistema de transmissão de uso compartilhado pagam encargos de conexão. Segue abaixo maior detalhamento desses custos e receitas.

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

A TUSD é paga por geradoras e Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta principalmente 2 fatores: a inflação verificada no ano e os investimentos em expansão, manutenção e operação da rede verificadas no ano anterior. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em kW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW. A Companhia recebe

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

a TUSD dos Consumidores Livres dentro de sua área de concessão e de algumas distribuidoras conectadas aos seus sistemas de distribuição.

TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com a inflação e com as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão principal transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas da transmissão. Os usuários de rede assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de tarifas publicadas pela ANEEL. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão, mas que não são consideradas parte integrante da Rede Básica, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica.

Encargo de Conexão

Para se conectar aos sistemas de transmissão, os acessantes devem assinar os Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCTs, com as concessionárias de transmissão que detêm essas instalações. A remuneração das transmissoras é definida em função dos ativos disponibilizados, sejam estes de propriedade exclusiva ou de uso compartilhado entre os agentes. Essa remuneração também é definida e regulada pela ANEEL e reajustada anualmente de acordo com os índices de inflação e com o custo dos ativos disponibilizados.

Encargo de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu utiliza-se de rede exclusiva de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua. Esse sistema não é considerado parte da Rede Básica e tampouco da Rede de Conexão e sua utilização é remunerada através de encargo específico denominado Transporte de Itaipu, pago pelas empresas que detêm quota-parte de Itaipu, rateado entre essas empresas na proporção de suas quotas-partes.

Limitação de Repasse

Como regra geral, a Companhia repassa aos seus clientes, por meio de suas tarifas, todo o seu custo de compra de energia, com exceção de situações excepcionais previstas pela regulamentação aplicável.

As regras estabelecem também limites para repasse dos custos com a compra de energia aos consumidores finais. O Decreto n.º 5.163 estabelece as seguintes restrições na capacidade de empresas de distribuição de repassar os custos aos consumidores:

- não repasse dos custos referentes aos volumes que excedam 105,0% da demanda real;
- repasse limitado dos custos para compras de energia feitas em um leilão “A-3”, se o volume da energia adquirida exceder 2,0% da demanda verificada nos 2 anos anteriores (ou seja, em A-5”);

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

- repasse limitado dos custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia se o volume recontratado por meio de CCEARs de instalações existentes de geração estiver abaixo do “Limite Inferior de Contratação” definido pelo Decreto n.º 5.163; e
- se as Distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar a energia necessária para o atendimento integral de suas demandas, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo será equivalente ao menor valor entre o PLD e o VR.

Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia passaram a ser faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a Resolução Normativa nº 547/2013 da ANEEL.

Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), o sistema de bandeiras tarifárias estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

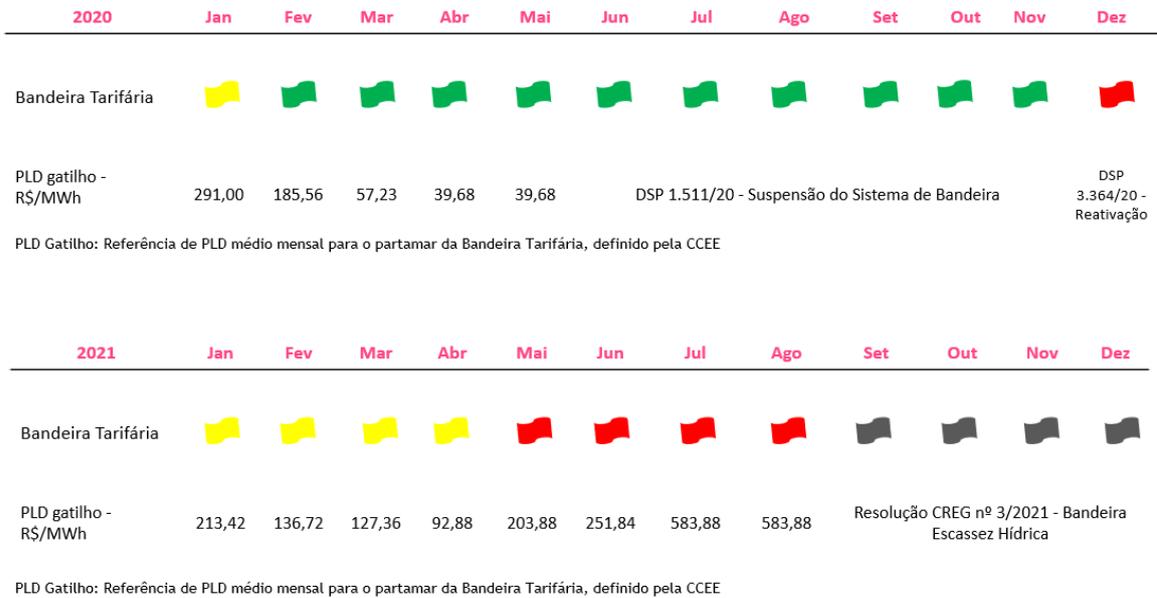
- Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 18,74/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 39,71/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 94,92/MWh

O acionamento de cada bandeira tarifária é sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica do país.

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são compartilhados entre elas por meio da CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os custos de geração e a exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora e (iii) a arrecadação de recursos financeiros por meio do faturamento das Bandeiras Tarifárias.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2020 e de 2021, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades



Vale destacar que em função da pandemia causada pelo coronavírus, a ANEEL decidiu, por meio do Despacho nº 1.511/20, de 26 de maio de 2020, suspender, em caráter excepcional e temporário, a aplicação das Bandeiras Tarifárias e acionar a bandeira verde até 31 de dezembro de 2020.

Contudo, diante de condições hidroenergéticas adversas, em 30 de novembro de 2020, por meio do Despacho nº 3.364/20, a ANEEL decidiu revogar o Despacho nº 1.511/20 e reativou o sistema das bandeiras tarifárias, que retornou sua vigência a partir de 1º de dezembro de 2020 com o acionamento da bandeira vermelha - patamar 2.

O primeiro trimestre de 2021 foi marcado pela recuperação lenta dos níveis de reservatórios hidráulicos, assim a ANEEL publicou o acionamento da bandeira amarela para os meses de jan21 a mar21. Com a piora do cenário hidrológico, a bandeira vermelha patamar 1 foi acionada em mai21 e em junho foi acionada a bandeira vermelha patamar 2.

O terceiro trimestre foi marcado pelo agravamento hidrológico do sistema elétrico brasileiro, nos meses de julho e agosto a bandeira vermelha patamar 2 ainda foi acionada. E além disso, em 31 de agosto de 2021, o Governo Federal determinou à ANEEL, por meio da Resolução CREG nº 3/2021, a implantação da Bandeira Escassez Hídrica a ser aplicada aos clientes cativos exceto os clientes Baixa Renda que continuarão a terem os valores de bandeira dentre os patamares já conhecidos (REH 2.888/21).

A Bandeira Escassez Hídrica possuiu vigência de set21 à abr22, com a tarifa sendo acrescida em R\$ 14,2 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Risco Hidrológico

No ano de 2017, houve uma piora significativa das condições hidrológicas e a geração de usinas hidrelétricas foi significativamente inferior aos anos anteriores.

O custo do risco hidrológico é alocado aos distribuidores para os contratos de Cotas de Garantia Física e Potência, Itaipu e CCEARs que repactuaram o risco hidrológico a partir de 2015. Em 2017,

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

o custo no setor de distribuição brasileiro até 31 de dezembro de 2017 chegou a R\$ 19,7 bilhões e em 31 de dezembro de 2018 chegou a R\$ 16,8 bilhões.

Para lidar com o cenário, a ANEEL tomou uma série de medidas de curto prazo. Houve a distribuição do Saldo de Energia de Reserva, redução da cota mensal da Conta-ACR e aumento do Adicional de Bandeira Tarifária de R\$35 / MWh para R\$50 / MWh em novembro de 2017.

No longo prazo, um Projeto de Lei fruto da Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia irá propor a volta da alocação do risco hidrológico para os vendedores de contratos de compra e venda de energia, com a consequente redução das cotas de garantia física. Caso aprovado, o movimento reduziria o risco hidrológico das distribuidoras, permitindo melhor gestão de caixa.

Conta Covid

Em 23 de junho de 2020, a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Covid (Resolução Normativa nº 885/2020). Tal regulamento estabeleceu os critérios do empréstimo de um conjunto de banco às distribuidoras, com o objetivo de garantir o fluxo de caixa das empresas neste período de pandemia e evitar reajustes tarifários elevados.

Em 22 de julho de 2020, foram assinados os contratos entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e 16 instituições financeiras para formalizar e viabilizar os empréstimos para as distribuidoras de energia elétrica.

Em 31 de julho de 2020, iniciou-se, por meio do Despacho ANEEL nº 2.177, o recebimento pelas concessionárias dos recursos da conta covid.

(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

Os impactos ambientais relacionados à infraestrutura e atividades realizadas no negócio são abordados seguindo o Sistema de Gestão Integrado (SGI), que abrange o Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ), baseado nos requisitos da Norma ISO 9001, o Sistema de Gestão Ambiental (SGA), baseado nos requisitos da Norma ISO 14001, Sistema de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional (SGSSO), baseado nos requisitos da Norma ISO 45001 e no Sistema de Gestão de Energia (SGE), baseado nos requisitos da Norma ISO 50001. O Sistema de Gestão Integrado da Enel Distribuição Rio encontra-se certificado pela empresa *Bureau Veritas Certification*.

A Companhia adota a seguinte Política do SGI:

Consciente da responsabilidade e necessidade em aumentar a satisfação de seus clientes, prevenir poluição, lesões e doenças, aumentar a eficiência energética e prevenir, detectar, e proibir o suborno, a Enel Distribuição Rio, em suas operações de Infraestrutura e Redes, estabelece os seguintes princípios:

- Disponibilizar energia elétrica de maneira contínua observando os parâmetros regulatórios no negócio de distribuição de energia;
- Assegurar o cumprimento da legislação de Segurança, Meio Ambiente, Saúde Ocupacional, Eficiência Energética e Antissuborno, bem como de outros requisitos pertinentes as suas atividades, e aos requisitos aplicáveis ao SGI;

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

- Prover a informação, participação e consulta dos trabalhadores e demais partes interessadas, quanto à Qualidade, Segurança, Meio Ambiente, Saúde Ocupacional e Eficiência Energética;
- Assegurar os recursos necessários para alcançar os objetivos do SGI;
- Assegurar a melhoria contínua de seu Sistema de Gestão, por meio do monitoramento periódico do desempenho do SGI, afim de garantir o alinhamento ao contexto e direcionamento estratégico do Grupo Enel.;
- Promover condições de trabalho seguras e saudáveis para a prevenção de lesões ou doenças relacionadas ao trabalho;
- Avaliar constantemente os riscos para a saúde e segurança dos processos operacionais e adotar uma abordagem sistêmica a fim de eliminar seus perigos e reduzir seus riscos, objetivando zero acidente;
- Proteger o meio ambiente, com ações de desenvolvimento ambiental, baseado no conceito de desenvolvimento sustentável, buscando o compromisso na excelência da gestão ambiental, prevenindo a contaminação e promovendo ações de combate à mudança climática e proteção à biodiversidade;
- Apoiar a aquisição de produtos e serviços que ofereçam eficiência energética, além de projetos para melhoria do desempenho energético;
- Atribuir objetivos para a melhoria da prestação dos serviços, em alinhamento à novas tecnologias disponíveis;
- Atribuir autoridades aos colaboradores e promover um ambiente de independência e transparência para a gestão antissuborno, bem como estabelecer e executar medidas disciplinares quando necessário;
- Promover o comprometimento de todos os funcionários - próprios e terceiros - e partes interessadas com a gestão da Qualidade, Segurança, Meio Ambiente, Saúde Ocupacional, Eficiência Energética e Antissuborno.

O compromisso da Enel com a proteção da biodiversidade está definido na Política de Biodiversidade do Grupo, conforme resumo abaixo:

- planejar as atividades que possam impactar espécies e habitats naturais, respeitando o princípio da “hierarquia de mitigação”, a fim de atingir Nenhuma Perda Líquida (NPL) de biodiversidade e, quando aplicável, um saldo líquido positivo;
- realizar estudos de impacto que incluam uma avaliação sistemática dos efeitos em biótipos, espécies animais e vegetais, com o objetivo de evitar operar em áreas com os mais altos valores de biodiversidade e adotar as melhores soluções para diminuir as pressões sobre a biodiversidade em outros lugares;
- cooperar com as comunidades locais, universidades ou ONGs para identificar os valores da biodiversidade e desenvolver projetos para a proteção e restauração do ecossistema;
- monitorar a eficácia das medidas implementadas;
- informar regularmente sobre seu desempenho relacionado à biodiversidade;

A gestão de resíduos é realizada de acordo com a Política Nacional de Resíduos Sólidos, sendo que existem contratos específicos para a correta destinação final e cumprimento essencial da

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

legislação aplicável. A empresa possui como objetivo a não geração, redução, reutilização, reciclagem e tratamento dos resíduos sólidos, bem como disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos. A sistemática de gerenciamento dos resíduos sólidos gerados nas atividades da empresa está contemplada na Instrução de Trabalho nº 35 (Diretrizes para o Gerenciamento de Resíduos).

Anualmente são reportadas as toneladas de equivalentes de CO2 emitidos utilizando a metodologia GHG Protocol, para os escopos 1, 2 e 3. As emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) são monitoradas pela área de Meio Ambiente junto aos processos geradores. Também mantemos instruções de trabalho para o monitoramento de emissão de fumaça preta por veículos ou equipamentos movidos a óleo diesel, tanto em frota/equipamentos próprios quanto de terceiros (Instrução de Trabalho nº 39 – Medição e Monitoramento de Fumaça Preta). As emissões de gases SF6 são acompanhadas e possuem meta de redução anual.

Planejamento, Aspectos ambientais e Cumprimento da legislação ambiental

A empresa conta com a Política 228, sobre Aspectos e Impactos Ambientais e Avaliação de Riscos. A Política tem como objetivo fornecer critérios gerais, metodologia e requisitos obrigatórios essenciais adotados para a identificação, análise e avaliação de Aspectos Ambientais, Impactos e Riscos Residuais relacionados a ativos gerenciados e atividades realizadas na Linha de Negócios de Infraestrutura e Redes.

Para a identificação dos aspectos significativos, a empresa realiza a análise de suas atividades que possam interferir ou influenciar o meio ambiente. São levados em consideração:

- o contexto de atuação, adotando uma abordagem abrangente que aborda múltiplas dimensões de preocupação (ambiental, social, regulatória, tecnológica etc.);
- necessidades e expectativas de todas as partes interessadas;
- obrigações de conformidade, mandatórias e voluntárias;
- a capacidade previsível de um aspecto ambiental de afetar significativamente, positiva ou negativamente, o meio ambiente ou o desempenho ambiental da organização.
- a Perspectiva do Ciclo de Vida, como abordagem de referência a ser adotada para avaliar impactos, minimizar a pegada ambiental e maximizar a circulação dos recursos, estendendo a análise a todas as etapas do processo de produção ou serviço operado, direta e indiretamente, ou influenciado em qualquer nível pela Organização.

O objetivo final da análise de aspectos ambientais significativos compreende, em uma escala apropriada a cada nível organizacional, as questões mais importantes que podem afetar ou influenciar, positiva ou negativamente, o ambiente e / ou a maneira como a empresa aborda suas responsabilidades e metas ambientais.

Após a definição dos aspectos ambientais, é realizada a avaliação dos riscos e oportunidades. Os riscos e oportunidades de cada um dos aspectos são calculados por meio da combinação de dois elementos: magnitude do impacto e a probabilidade de ocorrência.

Todos os aspectos significativos devem ser submetidos a controles pela organização para mitigar seu risco inerente. Esses controles podem ser mandatórios, quando requeridos por leis ou autoridades, ou voluntários, que são os controles adicionais implementados na ausência ou além dos requisitos legais. Por fim, são elaborados planos de ação para o tratamento de riscos residuais de acordo com critérios específicos definidos na Política.

7.5 - Efeitos Relevantes da Regulação Estatal Nas Atividades

A Enel também possui um Plano de Emergência Ambiental (Instrução de Trabalho nº 185) que estabelece as diretrizes para atendimento às situações emergenciais que envolvam o meio ambiente e à saúde ocupacional, bem como prevenir e mitigar os impactos imediatamente perigosos à vida, à integridade física, ao meio ambiente e à propriedade.

Estudos Ambientais, Licenças e Autorizações

A construção, instalação, ampliação e funcionamento das atividades de distribuição de energia elétrica são passíveis de licenciamento ambiental, para tanto a Enel possui processo para tal necessidade que envolve a avaliação dos impactos ambientais desde a fase de projeto, até a fase de operação, quando aplicável. O processo de licenciamento ambiental e acompanhamento das condicionantes associadas segue os direcionamentos legais federais, estaduais e municipais.

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

Propriedade Intelectual

A Companhia é distribuidora de energia elétrica e depende da manutenção do Contrato de Concessão para o desenvolvimento de suas atividades. O sucesso da Companhia independe, de forma relevante, de patentes, marcas, franquias e contratos de transferência de tecnologia.

Marcas e Patentes

No Brasil, a propriedade de uma marca ou patente adquire-se pelo registro validamente expedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial (“INPI”), sendo assegurado ao titular o uso exclusivo da marca em todo território nacional pelo prazo determinado de 10 (dez) anos, passível de sucessivas renovações, e o direito de exploração exclusiva de patente pelo prazo de 20 (vinte) anos para patentes de invenção e de 15 (quinze) anos para modelos de utilidade, os últimos contados da data de depósito. Durante o processo de registro, o depositante tem apenas uma expectativa de direito de propriedade das marcas e patentes depositadas.

Atualmente a Companhia detém, entre outros, os direitos sobre a marca “COELCE”, a qual é considerada a marca mais importante da Companhia e está registrada nas formas nominativa e mista, em diversas classes. Entretanto, a perda desses direitos não acarretaria efeito adverso relevante às operações e à condição financeira da Companhia.

Para mais informações referentes às marcas, patentes, *softwares* e domínios detidos pela Companhia, vide item 9.1.b deste Formulário de Referência.

7.6 - Receitas Relevantes Provenientes do Exterior

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros e, portanto, não auferir receitas no exterior.

(b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros e, portanto, não auferir receitas no exterior.

(c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros e, portanto, não auferir receitas no exterior.

7.7 - Efeitos da Regulação Estrangeira Nas Atividades

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros.

7.8 - Políticas Socioambientais

7.8 - Políticas socioambientais

(a) se o emissor divulga informações sociais e ambientais

As empresas da Enel Brasil, incluindo a Companhia Energética do Ceará, produzem e divulgam anualmente o Relatório Anual de Sustentabilidade da Enel Brasil, onde expõem informações de contexto e estratégia da Sustentabilidade, bem como indicadores de desempenho das suas empresas. O documento faz referência e integra seu conteúdo com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da agenda 2030 das Nações Unidas.

A Enel Distribuição Ceará mantém a sustentabilidade no centro da estratégia da companhia, aliada ao seu plano de negócio. O plano de sustentabilidade, importante ferramenta estratégica que utilizamos é revisto anualmente e reafirma o compromisso e o potencial da empresa em contribuir com o desenvolvimento sustentável do país e com a geração de valor para acionistas, colaboradores, clientes, comunidades, fornecedores e governo. Esse planejamento estratégico possui objetivos, metas e indicadores monitorados nas mais diversas áreas da empresa, por meio de uma governança ética, coerente e transparente.

A atuação do Grupo Enel está alinhada aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), que integram a Agenda 2030 das Nações Unidas com o propósito de acabar com a pobreza, proteger o meio ambiente e o clima, e garantir que as pessoas, em todos os lugares, possam desfrutar de paz e prosperidade. Estamos especialmente comprometidos com seis dos 17 ODS: Educação de Qualidade (ODS 4); Energia Limpa e Acessível (ODS 7); Trabalho Decente e Crescimento Econômico (ODS 8); Indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9); Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11) e Ação Contra a Mudança Global do Clima (ODS 13).

O modo de desenvolver e gerir relacionamentos com as comunidades, por meio da realização de projetos socioambientais em toda a área de atuação da companhia, também visa atender às demandas reais do entorno, alinhadas aos negócios e propósitos do Grupo e com foco na criação de valor compartilhado.

Dentro da visão global da Enel de ajudar a solucionar os maiores desafios do mundo, em 2021, a empresa integrou o movimento da sociedade civil, Unidos Pela Vacina que teve como meta viabilizar a vacinação da população adulta brasileira contra a Covid-19. O presidente do Conselho de Administração da Enel liderou as ações empresariais do movimento no estado do Rio de Janeiro e suas respectivas prefeituras. Além da mobilização do empresariado do Rio de Janeiro, a Enel também contribuiu com doações de equipamentos em três de suas distribuidoras: Rio de Janeiro, São Paulo e Ceará. Ao todo, foram disponibilizados 235 equipamentos de refrigeração, entre refrigeradores científicos e geladeiras, além de 320 caixas térmicas para os estados do Rio de Janeiro, Ceará e São Paulo. Ao todo foram amadrinhados 54 municípios e destinado cerca de R\$ 3 milhões para a aquisição e entrega dos equipamentos

O programa de sustentabilidade da Enel Brasil, Enel Compartilha, vem atuando para promover o consumo consciente, a inclusão, o empreendedorismo, a capacitação profissional e o acesso à energia a todas as pessoas, destacando-se o combate ao desperdício e ao uso eficiente e consciente de energia. Impulsionar o desenvolvimento socioeconômico local, engajar lideranças locais, educar crianças e jovens para o uso seguro da energia, além de apoiar iniciativas que contribuam para o meio ambiente e o bem-estar das comunidades também são focos de sua atuação.

Os 110 projetos desenvolvidos na Enel Distribuição Ceará em 2021 beneficiaram mais de 484 mil pessoas, com um investimento de R\$ 42 milhões. Também foram gerados cerca de R\$ 2,1 milhões em renda extra para as comunidades por meio dos projetos de empregabilidade e empreendedorismo. Pelo programa Ecoenel, concedeu mais de R\$ 1 milhão em bônus na conta de energia dos clientes. Também trocou gratuitamente cerca de 2,5 mil geladeiras e 76 mil lâmpadas de clientes através das diversas iniciativas de eficiência energética. Entre os projetos realizados, destacam-se:

7.8 - Políticas Socioambientais

Enel Compartilha Empreendedorismo: O programa incentiva a formação de redes e associações produtivas comunitárias, apoiando os participantes na qualificação de seus produtos, na criação de canais de venda, na formação para gestão e desenvolvimento de mercado, no aporte de estrutura e insumos, sem esquecer das questões relacionadas ao meio ambiente e à cidadania. Em 2021, foram realizadas diversas capacitações, on-line e presenciais, beneficiando mais de mil pessoas através de cursos realizados em parcerias com o Reload, IAPS, Rede de Lideranças, SENAI e Secretaria de Administração Penitenciária (SAP). Nas parcerias com Reload/IAPS, ao final dos cursos foram entregues 120 Kits (bicicleta + capacete e bolsa) para aumentar as vendas dos comerciantes locais. Já na parceria com a SAP, mulheres egressas do sistema penitenciário feminino foram capacitadas e receberam máquina de costura e kits de artesanato como incentivo para iniciarem seu próprio negócio.

Enel Compartilha Oportunidade: O programa tem como objetivo capacitar os jovens e adultos para o mercado de trabalho, por meio da formação técnica profissional, para que possam atuar nas empresas parceiras da Enel, gerando valor compartilhado. A Enel mantém parcerias com empresas e instituições para cursos de capacitação e para a empregabilidade desses jovens. Em 2021, a Enel Distribuição Ceará, em parceria com o SENAI, realizou o curso "Eletricistas de Redes de Distribuição de Energia Elétrica" para militares do Exército do Ceará. A iniciativa faz parte do projeto Soldado Cidadão, que tem por finalidade fornecer qualificação profissional aos militares das Forças Armadas, permitindo melhores condições de inserção no mercado de trabalho aos licenciados por término do tempo de serviço militar. O curso foi apoiado pelo programa Enel Compartilha Oportunidade.

Olimpíada Nacional de Eficiência Energética (ONEE): A convite da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi realizada a 1ª Olimpíada Nacional de Eficiência Energética (ONEE), um projeto piloto e cooperado entre quatro distribuidoras brasileiras: Enel CE, Coelba, EDP e RGE. A ideia foi promover conhecimentos sobre consumo consciente e eficiente de energia elétrica. A Olimpíada agregou também aprendizados no campo de Ciências da Natureza e suas tecnologias. As inscrições foram realizadas de forma on-line e gratuita. Os professores ou as instituições de ensino tiveram o acesso a dois cursos de formação sobre eficiência energética e temas relacionados aos desafios da gincana. Os professores capacitados orientaram os alunos para realizarem os cursos no site do programa. Para os alunos foram desenvolvidos desafios divertidos, simples e ligados ao seu dia a dia, com questões sobre como economizar energia dentro de casa, aparelhos mais ou menos eficientes, o uso adequado de cada equipamento, além de tarefas sobre o não desperdício de recursos. Os desafios foram aplicados na primeira fase e, para a segunda etapa os participantes realizaram provas on-line sobre os mesmos temas. A Enel Ceará teve 584 escolas, 1.145 professores e 21.050 alunos em 144 municípios participantes.

Parceiro Responsável: Desde 2007, o programa tem como objetivo principal desenvolver e engajar a cadeia de suprimentos da Enel nas temáticas de sustentabilidade e na Agenda 2030 da ONU. Em 2021, foram capacitadas 1.243 pessoas de 374 empresas fornecedoras, além de 176 colaboradores Enel, incluindo compradores e gestores de contrato. Entre os temas, destacam-se a Estratégia de Sustentabilidade da Enel, Conceitos ESG, Direitos Humanos, Gestão Ambiental, Economia Circular, Sistema de Gestão Integrado e Integração dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS) à estratégia das empresas. Anualmente são premiadas as empresas com melhor gestão de sustentabilidade, de acordo com o desempenho nos requisitos da Enel, e as empresas com as melhores práticas em sustentabilidade.

Due Diligence de Direitos Humanos (DDDH): Com o objetivo de promover o respeito aos Direitos Humanos Universais e reduzir os riscos, a Enel realiza a cada 3 anos seu processo de DDDH em suas atividades. O último ciclo teve início em 2020, envolvendo os principais stakeholders por meio de pesquisas e entrevistas. A avaliação do nível de gestão da Enel sobre o tema identificou 95% de integração das políticas da empresa aos Princípios Orientadores sobre Empresas e Direitos Humanos da ONU, contra 73% de aderência identificada em 2017. Esse processo gerou um Plano de Ação com 15 iniciativas de melhorias para serem executadas entre os anos de 2021 e 2022. Em 2021, o Plano de Ação teve um avanço de 69% das atividades planejadas para o biênio.

Rede do Bem: A Rede do Bem, programa de voluntariado corporativo da Enel no Brasil, lançada em 2012, tem feito a diferença nas vidas dos nossos colaboradores e de milhares de pessoas que beneficiamos nas comunidades. Com o foco de estimular a cidadania e uma cultura de engajamento

7.8 - Políticas Socioambientais

social, o programa tem um formato colaborativo e dinâmico, semelhante a uma rede social, tornando o voluntário protagonista das atividades na plataforma, propondo ações e impressões após as atividades. Em 2021, o programa beneficiou 16 mil pessoas com a atuação de 2 mil voluntários nas 35 atividades, divididas entre “Campanhas Sazonais” (surgem ao longo do ano, como arrecadação de doativos, apoio em enchentes, material escolar, etc.), “Diversidade” (Mulheres de Energia - Encontros com estudantes do ensino médio e superior, o qual voluntárias da Enel falam sobre carreira e vida profissional) e “Natal com Propósito”, onde a Enel mais uma vez foi doadora e embaixadora da campanha Natal sem Fome da ONG Ação da Cidadania.

Programa de Cultura da Sustentabilidade “Ser – Sustentabilidade em Rede”: Criado com o objetivo de difundir a cultura de sustentabilidade em toda a cadeia de valor – incentivando colaboradores, fornecedores, clientes e sociedade a adotar atitudes sustentáveis e criar valor compartilhado. Inspirado nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS), e esse ano com um foco especial em Conceitos e Aplicação ESG na Enel, o programa se desdobra em 4 frentes: Ser Ambiental, Ser Econômico, Ser Social e Ser Humano, e em 2021, alcançou mais de 10 mil participações entre os 56 eventos da iniciativa em todo o Brasil – número 130% maior quando comparado a 2020. Foram convidados mais de 40 especialistas externos e internos sobre as diversas temáticas tratadas nos debates, dinâmicas e palestras realizados no ano.

(b) a metodologia seguida na elaboração dessas informações

A construção do relatório baseia-se na metodologia fornecida pelo GRI (*Global Reporting Initiative*).

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

Os relatórios de Sustentabilidade da Enel Brasil recebem asseguração limitada por terceira parte, conforme evidências apresentadas no conteúdo do próprio relatório. O processo de auditoria das informações do Relatório de Sustentabilidade 2021 está em andamento.

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

Os Relatórios de Sustentabilidade encontram-se disponíveis no website da companhia, no seguinte endereço eletrônico: <https://www.enel.com.br/pr/quemsomos/a201611-relatorios-anuais.html>

Observação: O Relatório de Sustentabilidade Enel Brasil 2021 está em fase final de elaboração, após publicação, será disponibilizado no endereço mencionado acima.

A política de Sustentabilidade do Grupo, assim como o Código de Ética estão disponíveis no website da companhia, no seguinte endereço eletrônico: <https://www.enel.com.br/pr/investidores/a201612-comportamento-etico.html>

7.9 - Outras Informações Relevantes

7.9 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 7.

8.1 - Negócios Extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários

Não houve operações de aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadrem como operação normal dos negócios da Companhia nos três últimos exercícios sociais.

8.2 - Alterações Significativas na Forma de Condução Dos Negócios do Emissor

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia nos três últimos exercícios sociais.

8.3 - Contratos Relevantes Celebrados Pelo Emissor E Suas Controladas Não Diretamente Relacionados Com Suas Atividades Operacionais

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não foram celebrados contratos relevantes pela Companhia não diretamente relacionados às suas atividades operacionais nos três últimos exercícios sociais.

8.4 - Outras Inf. Relev. - Negócios Extraord.

8.4 - Outras inf. Relev. – Negócios extraord.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 8.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes - Outros

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes – outros

Os ativos da Companhia consistem em direitos sobre linhas de subtransmissão, subestações de distribuição e redes de distribuição, as quais abrangem 148.921 quilômetros quadrados, que compreende todo o Estado do Ceará através de 184 municípios. Para atender à demanda de aproximadamente 4,1 milhões de unidades consumidoras faturadas, a Companhia conta com 121 subestações de distribuição. Para maiores informações, vide item 7.1 deste Formulário de Referência.

Além do já mencionado, os demais ativos imobilizados, patentes, marcas, licenças e participação em sociedades relevantes da Companhia estão descritos a seguir.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Subestação MESSEJANA	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação MASSAPÊ	Brasil	CE	Massapê	Própria
Subestação MONSENHOR TABOSA	Brasil	CE	Monsenhor Tabosa	Própria
Subestação PARAIPABA	Brasil	CE	Paraipaba	Própria
Subestação PARAMBU	Brasil	CE	Parambu	Própria
Subestação PACAJUS	Brasil	CE	Pacajus	Própria
Subestação CAUCAIA	Brasil	CE	Caucaia	Própria
Subestação CEDRO	Brasil	CE	Cedro	Própria
Subestação COLUNA	Brasil	CE	Aquiraz	Própria
Subestação CUMBUCO	Brasil	CE	Caucaia	Própria
Subestação CAMOCIM	Brasil	CE	Camocim	Própria
Subestação CANINDÉ	Brasil	CE	Canindé	Própria
Subestação CAMPOS SALES	Brasil	CE	Campos Sales	Própria
Subestação CARACARÁ	Brasil	CE	Sobral	Própria
Subestação CARIRÉ	Brasil	CE	Cariré	Própria
Subestação CURUPATI	Brasil	CE	Jaguaribara	Própria
Subestação CRATO	Brasil	CE	Crato	Própria
Subestação COREAÚ	Brasil	CE	Coreaú	Própria
Subestação CRUZ	Brasil	CE	Cruz	Própria
Subestação CASCAVEL	Brasil	CE	Cascavel	Própria
Subestação MACAOCA	Brasil	CE	Madalena	Própria
Subestação MUCAMBO	Brasil	CE	Mucambo	Própria
Subestação PARANGABA	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação PRAIA BELA	Brasil	CE	Aquiraz	Própria
Subestação PRESIDENTE KENNEDY	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação QUIXERAMOBIM	Brasil	CE	Quixeramobim	Própria
Subestação QUIXADÁ	Brasil	CE	Quixadá	Própria
Subestação RUSSAS	Brasil	CE	Russas	Própria
Subestação SOBRAL	Brasil	CE	Sobral	Própria
Subestação SOBRAL IV	Brasil	CE	Sobral	Própria

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Subestação SÃO LUÍS DO CURU	Brasil	CE	São Luís do Curu	Própria
Subestação SOLONÓPOLE	Brasil	CE	Solonópole	Própria
Subestação SENADOR POMPEU	Brasil	CE	Senador Pompeu	Própria
Subestação SANTA QUITÉRIA	Brasil	CE	Santa Quitéria	Própria
Subestação TAUÁ	Brasil	CE	Tauá	Própria
Subestação TUAPE	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação TABULEIRO DE RUSSAS I	Brasil	CE	Russas	Própria
Subestação TOMÉ	Brasil	CE	Limoeiro do Norte	Própria
Subestação TIANGUÁ	Brasil	CE	Tianguá	Própria
Subestação TRAIRI	Brasil	CE	Trairi	Própria
Subestação UMARITUBA	Brasil	CE	São Gonçalo do Amarante	Própria
Subestação JAGUARUANA III	Brasil	CE	Jaguaruana	Própria
Subestação PARACURU	Brasil	CE	Paracuru	Própria
Subestação ITAREMA	Brasil	CE	Itarema	Própria
Subestação SECCIONADORA AEROPORTO	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação SECCIONADORA COMPLEXO CAGECE COGERH	Brasil	CE	Caucaia	Própria
Subestação IBIAPINA	Brasil	CE	Ibiapina	Própria
Subestação ICÓ	Brasil	CE	Icó	Própria
Subestação ICAPUÍ	Brasil	CE	Icapuí	Própria
Subestação INDEPENDENCIA	Brasil	CE	Independência	Própria
Subestação ANTONINA DO NORTE	Brasil	CE	Antonina do Norte	Própria
Subestação APODI	Brasil	CE	Limoeiro do Norte	Própria
Subestação APUIARÉS	Brasil	CE	Apuiarés	Própria
Subestação CENTRO	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação DERIVAÇÃO AMBEV	Brasil	CE	Aquiraz	Própria
Subestação DERIVAÇÃO AÇO CEARENSE	Brasil	CE	Caucaia	Própria
Subestação DERIVAÇÃO CIMENTO APODI	Brasil	CE	Caucaia	Própria
Subestação NOVA OLINDA	Brasil	CE	Nova Olinda	Própria
Subestação NOVA RUSSAS	Brasil	CE	Nova Russas	Própria
Subestação IGUATU	Brasil	CE	Iguatu	Própria

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Subestação INHUÇU	Brasil	CE	São Benedito	Própria
Subestação ORÓS	Brasil	CE	Orós	Própria
Subestação PAPICU	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação EUSÉBIO	Brasil	CE	Eusébio	Própria
Subestação GRANJA	Brasil	CE	Granja	Própria
Subestação INHUPORANGA	Brasil	CE	Caridade	Própria
Subestação IPÚ	Brasil	CE	Ipu	Própria
Subestação ITAIÇABA	Brasil	CE	Aracati	Própria
Subestação ITAPAJÉ	Brasil	CE	Itapajé	Própria
Subestação ITAPIPOCA	Brasil	CE	Itapipoca	Própria
Subestação JABOTI	Brasil	CE	Itaitinga	Própria
Subestação JUCÁS	Brasil	CE	Jucás	Própria
Subestação JAGUARUANA	Brasil	CE	Jaguaruana	Própria
Subestação JAGUARIBE	Brasil	CE	Jaguaribe	Própria
Subestação JAGUARIBARA	Brasil	CE	Jaguaribara	Própria
Subestação JUREMA	Brasil	CE	Caucaia	Própria
Subestação JUAZEIRO II	Brasil	CE	Juazeiro do Norte	Própria
Subestação JUATAMA	Brasil	CE	Quixadá	Própria
Subestação PECÉM	Brasil	CE	Caucaia	Própria
Subestação PEDRA BRANCA	Brasil	CE	Pedra Branca	Própria
Subestação AQUIRAZ	Brasil	CE	Aquiraz	Própria
Subestação ARARIPE	Brasil	CE	Araripe	Própria
Subestação ARACATI	Brasil	CE	Aracati	Própria
Subestação ARARAS	Brasil	CE	Varjota	Própria
Subestação BARBALHA	Brasil	CE	Barbalha	Própria
Subestação BEBERIBE	Brasil	CE	Beberibe	Própria
Subestação BARRA DO CEARÁ	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação BARRA DO FIGUEIREDO	Brasil	CE	São João do Jaguaribe	Própria
Subestação BOM JARDIM	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação BALANÇOS	Brasil	CE	Barro	Própria

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Subestação BONSUCESSO	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação BREJO SANTO	Brasil	CE	Brejo Santo	Própria
Subestação BATURITÉ	Brasil	CE	Baturité	Própria
Subestação BOA VIAGEM	Brasil	CE	Boa Viagem	Própria
Subestação BAIXO ACARAÚ II	Brasil	CE	Acaraú	Própria
Subestação CRATEÚS	Brasil	CE	Crateús	Própria
Subestação DERIVAÇÃO IGUATEMI	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação DERIVAÇÃO METROFOR I	Brasil	CE	Maracanaú	Própria
Subestação DERIVAÇÃO NORSA	Brasil	CE	Maracanaú	Própria
Subestação DERIVAÇÃO RIO MAR	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação DERIVAÇÃO VOTORANTIM	Brasil	CE	São Gonçalo do Amarante	Própria
Subestação DERIVAÇÃO VULCABRÁS	Brasil	CE	Horizonte	Própria
Subestação CIP	Brasil	CE	Caucaia	Própria
Subestação SOBRAL V	Brasil	CE	Sobral	Própria
Subestação PORTO II	Brasil	CE	São Gonçalo do Amarante	Própria
Subestação GUAÍUBA	Brasil	CE	Guaiúba	Própria
Subestação HORIZONTE	Brasil	CE	Horizonte	Própria
Subestação ARARENDÁ	Brasil	CE	Ararendá	Própria
Subestação JUAZEIRO DO NORTE	Brasil	CE	Juazeiro do Norte	Própria
Subestação LIMOEIRO DO NORTE	Brasil	CE	Limoeiro do Norte	Própria
Subestação LAVRAS DA MANGABEIRA	Brasil	CE	Barro	Própria
Subestação MOMBAÇA	Brasil	CE	Mombaça	Própria
Subestação DERIVAÇÃO COGERH	Brasil	CE	Pacatuba	Própria
Subestação UMIRIM	Brasil	CE	Umirim	Própria
Subestação VIÇOSA	Brasil	CE	Viçosa do Ceará	Própria
Subestação VARJOTA	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação VÁRZEA ALEGRE	Brasil	CE	Várzea Alegre	Própria
Subestação ACARAÚ	Brasil	CE	Acaraú	Própria
Subestação ACARAPE	Brasil	CE	Acarape	Própria

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.a - Ativos Imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Linhas de Transmissão	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Própria
Subestação ACOPIARA	Brasil	CE	Acopiara	Própria
Linhas de Distribuição	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Própria
Subestação ALDEOTA	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação ÁGUA FRIA	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação AMONTADA	Brasil	CE	Amontada	Própria
Subestação GUARAMIRANGA	Brasil	CE	Guaramiranga	Própria
Subestação DERIVAÇÃO CERBRAS	Brasil	CE	Maracanaú	Própria
Subestação DISTRITO INDUSTRIAL I	Brasil	CE	Maracanaú	Própria
Subestação DISTRITO INDUSTRIAL II	Brasil	CE	Maracanaú	Própria
Subestação DIAS MACEDO	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação MAURITI	Brasil	CE	Mauriti	Própria
Subestação MUCURIBE	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação MONDUBIM	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação MAGUARY	Brasil	CE	Fortaleza	Própria
Subestação MORADA NOVA	Brasil	CE	Morada Nova	Própria
Subestação MARCO	Brasil	CE	Marco	Própria
Subestação MARANGUAPE	Brasil	CE	Maranguape	Própria

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	Marca "COELCE" /Classe 35	11/11/2024	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira.
Patentes	PI 1002214-7	Pedido de Patente	O INPI pode indeferir o pedido de patente por falta de preenchimento dos requisitos de patenteabilidade. O pedido ainda pode ser extinto por desistência da Companhia.	Perda do direito de exclusividade sobre a tecnologia objeto desta patente no Brasil. Vale ressaltar que o depósito de pedido de patente perante o INPI gera mera expectativa de direito de exclusividade sobre a invenção. No entanto, a Lei de Propriedade Industrial confere ao titular da patente o direito de obter indenização pela exploração indevida de seu objeto, inclusive em relação à exploração ocorrida entre a data da publicação do pedido e a da concessão da patente. A Companhia acredita que eventual indeferimento do pedido de patente não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira, pois a condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias ou de licença de patentes de terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Patentes	BR 10 2014 032073 3	Pedido de Patente	O INPI pode indeferir o pedido de patente por falta de preenchimento dos requisitos de patenteabilidade. O pedido ainda pode ser extinto por desistência da Companhia.	<p>Perda do direito de exclusividade sobre a tecnologia objeto desta patente no Brasil. Vale ressaltar que o depósito de pedido de patente perante o INPI gera mera expectativa de direito de exclusividade sobre a invenção. No entanto, a Lei de Propriedade Industrial confere ao titular da patente o direito de obter indenização pela exploração indevida de seu objeto, inclusive em relação à exploração ocorrida entre a data da publicação do pedido e a da concessão da patente.</p> <p>A Companhia acredita que eventual indeferimento do pedido de patente não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira, pois a condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias ou de licença de patentes de terceiros.</p>
Marcas	Marca "COELCE" / Classe 35 N° 900387564	29/12/2029	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	<p>Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas.</p> <p>A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira</p>

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	Marca "COELCE" / Classe 9 N° 900387440	29/12/2029	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira
Marcas	Marca "COELCE" / Classe 40 N° 900387785	29/12/2029	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória	Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	Marca "COELCE" / Classe 37 N° 900387670	29/12/2029	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória	Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira
Marcas	Marca "COELCE" Classe 41 N° 900387904	29/12/2029	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória	Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	Marca "COELCE" / Classe 42 N° 900387955	29/12/2029	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória	Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira
Marcas	Marca "COELCE" / Classe 45 N° 903422514	11/11/2024	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	Marca "COELCE" / Classe 39 N ^o 900387726	29/12/2029	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória	Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira
Patentes	BR 10 2015 021435 9	Pedido de Patente	O INPI pode indeferir o pedido de patente por falta de preenchimento dos requisitos de patenteabilidade. O pedido ainda pode ser extinto por desistência da Companhia.	Perda do direito de exclusividade sobre a tecnologia objeto desta patente no Brasil. Vale ressaltar que o depósito de pedido de patente perante o INPI gera mera expectativa de direito de exclusividade sobre a invenção. No entanto, a Lei de Propriedade Industrial confere ao titular da patente o direito de obter indenização pela exploração indevida de seu objeto, inclusive em relação à exploração ocorrida entre a data da publicação do pedido e a da concessão da patente. A Companhia acredita que eventual indeferimento do pedido de patente não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira, pois a condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias ou de licença de patentes de terceiros.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Patentes	PI 1100468-1	Pedido de Patente	O INPI pode indeferir o pedido de patente por falta de preenchimento dos requisitos de patenteabilidade. O pedido ainda pode ser extinto por desistência da Companhia.	Perda do direito de exclusividade sobre a tecnologia objeto desta patente no Brasil. Vale ressaltar que o depósito de pedido de patente perante o INPI gera mera expectativa de direito de exclusividade sobre a invenção. No entanto, a Lei de Propriedade Industrial confere ao titular da patente o direito de obter indenização pela exploração indevida de seu objeto, inclusive em relação à exploração ocorrida entre a data da publicação do pedido e a da concessão da patente. A Companhia acredita que eventual indeferimento do pedido de patente não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira, pois a condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias ou de licença de patentes de terceiros.
Marcas	Marca "COELCE" / Classe 41	11/11/2024	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marcas podem ser indeferidos. Além disso, terceiros podem contestar administrativamente os registros já concedidos, por meio de requerimento de declaração de caducidade ou processo administrativo de nulidade. A manutenção dos registros de marcas é realizada por meio do pagamento das respectivas taxas ao INPI. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória.	Eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre estas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. Ainda, uma vez que a Companhia não comprove ser titular das marcas que utiliza, haveria a possibilidade de sofrer demandas judiciais por uso indevido de marca, podendo ser impedida de utilizar as marcas. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre as marcas, ela também entende que a não obtenção de pedidos de registro de marca ainda pendentes ou a perda de direitos sobre marcas registradas, mesmo aquelas consideradas estratégicas para a Companhia, não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira.

9.1 - Bens do Ativo Não-circulante Relevantes / 9.1.c - Participações em Sociedades**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não detinha participações em quaisquer sociedades no último exercício social.

9.2 - Outras Informações Relevantes

9.2 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 9.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

10.1. Os diretores devem comentar sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais:

No curso normal de seus negócios, os diretores entendem que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as suas atividades, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. Considerando os indicadores financeiros e patrimoniais apresentados nos últimos três exercícios sociais, conforme tabela abaixo, o nível de endividamento da Companhia é confortável, e se mantém em patamares conservadores. A Companhia encerrou 2021 com uma alavancagem financeira bruta (Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)) de 0,52 e com o Índice Dívida Bruta / EBITDA (EBITDA e Dívida Bruta acumulado nos últimos 12 meses) em 3,01.

O índice que relaciona a Dívida Líquida pelo EBITDA (Lucro operacional antes de juros, impostos, depreciação e amortização), encerrou 2021 em 2,78 com suave incremento em relação ao do ano anterior (2,68). Apesar do aumento, o nível do indicador continua dentro das condições normais de mercado e abaixo do nível de referência (3,5).

Considerando o nível de alavancagem, em condições normais de mercado, os diretores entendem que a Companhia apresenta condições satisfatórias para contratar empréstimos e financiamentos adequados para realização de suas atividades e/ou investimentos futuros, denotando capacidade financeira suficiente para a cobertura financeira de suas operações, bem como realização de investimentos planejados, pagamento de dívidas e outras obrigações.

Em 09 de setembro de 2021, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

Indicadores de Endividamento	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Dívida Bruta / EBITDA	3,01	3,00	2,70
Dívida Líquida / EBITDA	2,78	2,68	2,49
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,52	0,43	0,41
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,50	0,40	0,39
Indicadores de Liquidez	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Liquidez Geral (Ativo Circulante+ativo não circulante)/(Passivo circulante+Passivo não circulante)	1,45	1,53	1,56
Liquidez Corrente (Ativo circulante/Passivo Circulante)	0,96	0,84	1,05
Liquidez Imediata (Caixa e equivalentes e Títulos e Valores Mobiliários/Passivo Circulante)	0,08	0,09	0,08

OBS: A Dívida Bruta considera as seguintes contas do Balanço:

- Instrumentos Financeiros Derivativos SWAP, presente tanto no ativo circulante como no não circulante;
- Empréstimos e Financiamentos, presente tanto no passivo circulante como no não circulante;
- Debêntures, presente tanto no passivo circulante como no não circulante;

Para se obter a Dívida Líquida, subtrai-se da Dívida Bruta as seguintes contas do ativo circulante:

- Caixa e equivalente de caixa
- Títulos e valores mobiliários

O EBITDA refere-se ao lucro líquido do exercício antes de tributos sobre o lucro, resultado financeiro, e depreciações e amortizações.

O EBITDA ajustado refere-se lucro líquido do exercício antes de tributos sobre o lucro, resultado financeiro, depreciações e amortizações, provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas com recebíveis de clientes.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

b. estrutura de capital;

Estrutura de capital – calculada considerando relação: dívida líquida / (dívida líquida + patrimônio líquido)

	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Capital Próprio = PL (R\$ mil)	3.486.805	3.230.548	3.114.051
Capital de Terceiros = Dívida Líquida (R\$ mil)	2.429.404	2.167.402	2.031.196
TOTAL (R\$ mil)	6.916.209	5.397.950	5.145.247
Capital Próprio (%)	50,4%	59,8%	60,5%
Capital de Terceiros (%)	49,6%	40,2%	39,5%

2021

As operações da Companhia são financiadas com capital próprio e de terceiros obtidos por meio de empréstimos e financiamentos junto a bancos e instituições financiadoras de projetos de investimentos e capital de giro. Em 31 de dezembro de 2021, 50,4% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 49,6% oriundos de capital de terceiros. Conforme demonstram estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital adequada e conservadora, denotando baixo risco de crédito.

2020

As operações da Companhia são financiadas com capital próprio e de terceiros obtidos por meio de empréstimos e financiamentos junto a bancos e instituições financiadoras de projetos de investimentos. Em 31 de dezembro de 2020, 59,8% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 40,2% oriundos de capital de terceiros. Conforme demonstram estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital adequada e conservadora, denotando baixo risco de crédito.

2019

As operações da Companhia são financiadas com capital próprio e de terceiros obtidos por meio de empréstimos e financiamentos junto a bancos e instituições financiadoras de projetos de investimentos. Em 31 de dezembro de 2019, 60,5% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 39,5% oriundos de capital de terceiros. Conforme demonstram estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital adequada e conservadora, denotando baixo risco de crédito.

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

Ao final de 2021, a Companhia cumpriu com todos os *covenants* financeiros assumidos em contratos de financiamentos e emissão de debêntures, conforme apresentados abaixo, indicando situação de liquidez e equilíbrio financeiro:

Repasse BNDES/Itaú CCB (1)	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Dívida Bancária Líquida** ÷ EBITDA (Lucro antes de tributos sobre o lucro, resultado financeiro e depreciações e amortizações)	Limite Máx. 3,50	0,98	0,72	0,59
Dívida Bancária Líquida ÷ (Dívida Bancária Líquida + Patrimônio Líquido)	Limite Máx. 0,60	0,26	0,15	0,13

(1) A dívida do Itaú CCB foi liquidada em 20 de março de 2019

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Banco do Brasil (2)	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Dívida Financeira Líquida ÷ LAJIDA (Lucro antes de tributos sobre o lucro, resultado financeiro e depreciações e amortizações)	Limite Máx. 3,00	-	-	2,47

(2) A dívida do Banco do Brasil foi liquidada em 07 de novembro de 2019

Eletrobrás	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Dívida Financeira Líquida ÷ LAJIDA Ajustado (Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, resultado financeiro, depreciações e amortizações, provisão para contingências, e provis. para cred. liq. duvidosa)	Limite Máx. 3,00	2,26	2,23	2,21

Eletrobrás (3)	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Dívida Financeira Líquida ÷ LAJIDA Ajustado (Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, resultado financeiro, depreciações e amortizações, provisão para contingências, e provis. para cred. liq. duvidosa)	Limite Máx. 3,50	-	-	2,21

(3) As notas promissórias da 9ª emissão foram liquidadas em 15 de março de 2019.

BNP 4131, Scotiabank 4131, Tokio 4131 (4) e Sumitomo 4131	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Dívida Financeira Líquida ÷ LAJIDA Ajustado (Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, resultado financeiro, depreciações e amortizações, provisão para contingências, e provis. para cred. liq. duvidosa)	Limite Máx. 3,50	2,26	2,23	2,21

(4) As A dívida do Tokio foi liquidada em 18 de março de 2021.

Escritura da 5ª, 6ª e 7ª emissão de debêntures	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Dívida Financeira Líquida ÷ LAJIDA Ajustado (Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, resultado financeiro, depreciações e amortizações, provisão para contingências, e provis. para cred. liq. duvidosa)	Limite Máx. 3,50	2,26	2,23	2,21

*Despesa Fin. Líquida = Encargos de Dívida + Variação Monetária - Renda de Aplicações Financeiras

**Dívida Bancária Líquida = Dívida Bancária - Caixa e Equivalente de Caixa - Títulos e Valores Mobiliários - Garantias de Financiamento

A Companhia tem seguido uma estratégia financeira que visa os objetivos principais de: (i) buscar a captação de recursos para financiar parte relevante dos investimentos, em complementação à geração de caixa interna; (ii) equilibrar o custo financeiro total da dívida com um nível de risco financeiro moderado; e (iii) preservar um nível de liquidez que minimize riscos financeiros conjunturais. Considerando o seu perfil de endividamento, a sua capacidade financeira de captação de recursos e de geração de caixa, os diretores entendem que a Companhia não deverá encontrar dificuldades em honrar os seus compromissos financeiros atualmente contratados ou em financiar investimentos futuros.

2021

Em 31 de dezembro de 2021, o indicador financeiro Dívida Líquida sobre LAJIDA Ajustado (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia, fechou em 2,26, inferior ao seu limite referencial (máximo de 3,5 para a 5ª, 6ª e 7ª emissão das debentures e operações de 4131), o que demonstra um perfil de endividamento conservador e capacidade financeira suficiente para honrar com seus compromissos. Adicionalmente, a Companhia mantém índice de alavancagem financeira do contrato de repasse do BNDES (Dívida Bancária Líquida sobre Dívida Bancária Líquida mais Patrimônio Líquido), que fechou 2021 em 0,26 (versus limite referencial de 0,60). Os diretores entendem que a Companhia possui nível de endividamento prudente e portanto, sem problemas para honrar os compromissos financeiros contratados ou para financiar suas operações com mais capital de terceiros no futuro.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

2020

Em 31 de dezembro de 2020, o indicador financeiro Dívida Líquida sobre LAJIDA Ajustado (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia, fechou em 2,56, inferior ao seu limite referencial (máximo de 3,5 para a 5ª, 6ª e 7ª emissão das debentures), o que demonstra um perfil de endividamento conservador e capacidade financeira suficiente para honrar com seus compromissos. Adicionalmente, o índice de alavancagem financeira do contrato de repasse do BNDES (Dívida Bancária Líquida sobre Dívida Bancária Líquida mais Patrimônio Líquido), que fechou 2020 em 0,15 (versus limite referencial de 0,60). Os diretores entendem que a Companhia possui nível de endividamento prudente, e portanto, sem problemas para honrar os compromissos financeiros contratados ou para financiar suas operações com mais capital de terceiros no futuro.

2019

Em 31 de dezembro de 2019, o indicador financeiro Dívida Líquida sobre LAJIDA Ajustado (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia, fechou em 2,21, inferior ao seu limite referencial (máximo de 3,5 para a 5ª, 6ª e 7ª emissão das debentures), o que demonstra um perfil de endividamento conservador e capacidade financeira suficiente para honrar com seus compromissos. Adicionalmente, conforme demonstrado pelo índice de alavancagem financeira do contrato de repasse do BNDES (Dívida Bancária Líquida sobre Dívida Bancária Líquida mais Patrimônio Líquido), que fechou 2019 em 0,13 (versus limite referencial de 0,60), os diretores entendem que a Companhia possui nível de endividamento prudente, e portanto, sem problemas para honrar os compromissos financeiros contratados ou para financiar suas operações com mais capital de terceiros no futuro.

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

Nos últimos três exercícios sociais (2019, 2020 e 2021), as necessidades de caixa da Companhia compreenderam: (i) pagamento dos custos operacionais; (ii) realização de investimentos; (iii) pagamento de encargos e amortizações de dívidas; e (iv) dividendos aos acionistas.

Neste período, as fontes de liquidez da companhia corresponderam principalmente a: (i) receita do fornecimento de energia elétrica aos clientes; (ii) subvenções dos recursos federais do programa Baixa Renda; (iii) linhas de financiamento para capital de giro, contratadas com diversas entidades financiadoras; e (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos correntes (manutenção e expansão).

Os diretores da Companhia esclarecem que os fluxos de caixa provenientes das atividades operacionais têm sido suficientes para a cobertura das necessidades de recursos financeiros, incluindo parte dos investimentos. Todavia, a Companhia geralmente busca financiamento por meio de operações bilaterais e operações no mercado de capitais, com a finalidade de financiar sua necessidade de recursos, sobretudo para capital de giro e realização de investimentos.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021

No exercício de 2021, foram captados recursos no montante de R\$ 1.869.346 mil para financiar capital de giro, deste montante R\$ 1.158.250 mil foram oriundos de operações bancárias (4131) e R\$ 711.096 mil de operações *intercompany*.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020

No exercício de 2020, foram captados recursos no montante de R\$ 500.000 mil oriundos de operações bancárias (4131) para financiar capital de giro. Adicionalmente, foram captados R\$ 663 mil junto ao FINEP para financiar investimentos associados à inovação.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019

No exercício de 2019, foram captados recursos nos montantes de R\$ 200.000 mil com a emissão de Notas Promissórias, para financiamento de parte do plano de investimentos da Companhia. Foram desembolsados R\$ 79.000 mil junto ao Banco do Nordeste (BNB) contratados ainda em 2018. Adicionalmente, foram captados R\$ 650.000 mil oriundos do mercado de capitais (debentures) e R\$ 300.000 mil oriundos de operações bancárias (4131) para financiar 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;

Para eventuais coberturas do caixa, a Companhia poderá utilizar-se de contas garantidas mantidas para este fim. Em 2021, estas linhas de back-up financeiro somavam R\$ 80.000 mil. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovado pela Aneel, por meio do Despacho N° 2.979 de 11 de dezembro de 2018 no valor de até R\$ 800 milhões, posteriormente ampliado devido uma maior necessidade de financiamento para realização de investimentos e cobertura de capital de giro da Companhia, através dos despachos N° 1.540 de 28 de maio de 2021 (R\$ 600 milhões) e N° 3.754 de 24 de novembro de 2021 (R\$ 500 milhões), totalizando um montante de R\$ 1.900 milhões.

Também para capital de giro, a Companhia pode fazer uso de empréstimos bancários de curto/médio prazo, e eventualmente operações no mercado de capitais. Tais opções têm se demonstrado plenamente acessíveis à Companhia, em decorrência de seu bom perfil de riscos financeiros.

Para execução de investimentos, a Companhia costuma utilizar financiamentos de longo prazo com instituições financeiras de desenvolvimento, tais como BNDES, BANCO DO NORDESTE e outras entidades de fomento, como ELETROBRÁS e SUDENE, e também a emissão de dívida no mercado de capitais e operações de crédito bilateral de médio prazo.

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

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes;

As informações sobre as operações de empréstimos e financiamentos em moedas nacionais e estrangeiras são:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Saldo das operações financeiras (Valores em R\$ mil):

	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Moeda Estrangeira			
União Federal - Bônus de Desconto (a)	6.383	5.946	4.635
União Federal - Bônus ao Par (a)	9.244	8.609	6.686
BNP 4131(e)	-	-	287.277
SCOTIABANK 4131(f)	-	193.489	-
TOKIO 4131(g)	-	165.016	-
TOKIO 4131II (g)	-	55.252	-
SCOTIABANK 4131II (f)	-	166.559	-
SCOTIABANK 4131III (f)	437.719	-	-
BNP 4131II - COELCE (e)	131.752	-	-
BNP 4131III - COELCE (e)	131.557	-	-
SCOTIABANK 4131 - COELCE IV (f)	225.533	-	-
Sumitomo 4131 - COELCE (j)	280.295	-	-
Total Moeda Estrangeira	1.222.483	584.870	298.598
Moeda Nacional			
Financiamentos	10.651	19.215	42.508
Eletrobrás (b)	3.796	8.233	14.298
BNDES FINAME (Capex 2012 - 2013) (c)	6.190	10.317	14.441
BNDES FINEM (Capex 2012 - 2013) - A (c)	-	-	6.758
BNDES FINEM (Capex 2012 - 2013) - B (c)	-	-	6.760
BNDES FINEM (Capex 2012 - 2013) - F (c)	-	-	251
FINEP (h)	665	665	-
Empréstimos	307.131	352.481	342.742
BNB II (d)	307.131	352.481	342.742
Empréstimos com Partes Relacionadas	727.450	-	-
Enel Finance International N.V. (i)	515.237	-	-
Mútuos Enel BR (k)	212.213	-	-
Total Moeda Nacional	1.045.232	371.696	385.250
Total Moeda Nacional	1.045.232	371.696	385.250
Total de Empréstimos e Financiamentos	2.267.715	956.566	683.848
Resultado das Operações de Swap	(7.300)	(64.356)	15.399
Total de Empréstimos e Financiamentos	2.260.415	892.210	699.247
Circulante	449.566	573.684	357.517
Não Circulante	1.810.849	318.526	341.730
	2.260.415	892.210	699.247

Características das operações financeiras:

a) União Federal (Agente financeiro: Banco do Brasil) - dívida de médio e longo prazo (DMLPs) – Confissão de dívida a União Federal em 15 de agosto de 1997. O contrato está dividido em 7 (sete) subcréditos, dos quais apenas os subcréditos D-Bond (Bônus de Desconto) e P-Bond (Bônus ao Par) ainda estão vigentes com vencimento previsto para 11 de abril de 2024, remunerados a Libor + 1,0125% a.a e 6,2% a.a respectivamente, e ambos com variação cambial em dólares norte-americanos.

b) Eletrobrás - Empréstimos contratados para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica - Luz para Todos, do Ministério das Minas e Energia - MME, com recursos oriundos dos fundos setoriais RGR (Reserva Global de Reversão) e CDE (Conta de Desenvolvimento Energético). Os *covenants* financeiros desses

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

contratos não ensejam vencimento antecipado da obrigação em caso de descumprimento, apenas limita a Companhia a assumir novos compromissos financeiros, sem prévia comunicação ao credor.

c) Repasse BNDES FINEM/FINAME 2012/2013 – Financiamento para o plano de investimento 2012/2013 da Companhia contratado em 28 de junho de 2013, no montante total de R\$ 217.185.448,10, em operação sindicalizada para repasse de recursos das linhas de crédito FINEM (Financiamento a Empreendimentos) e FINAME (Financiamento de Máquinas e Equipamentos) do BNDES. Tais contratos possuem *covenants* financeiros.

d) BNB II - A Companhia celebrou contratos, em 11 de outubro de 2018, com o Banco do Nordeste do Brasil para o financiamento de Investimentos com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE) no valor total de R\$ 340.350.914,68.

e) BNP 4131 - Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 17 de dezembro de 2019, no montante de R\$ 300.000.000,00.

BNP 4131 II - Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 01 de abril de 2021, no montante de R\$ 135.000.000,00.

BNP 4131 III - Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 01 de abril de 2021, no montante de R\$ 135.000.000,00.

f) SCOTIABANK 4131 – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 07 de janeiro de 2020, no montante de R\$ 150.000.000,00.

SCOTIABANK 4131 II – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 01 de abril de 2020, no montante de R\$ 150.000.000,00.

SCOTIABANK 4131 III – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 06 de janeiro de 2021, no montante de R\$ 400.000.000,00.

SCOTIABANK 4131 IV – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 16 de julho de 2021, no montante de R\$ 210.000.000,00.

g) TOKIO 4131 – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 18 de março de 2020, no montante de R\$ 150.000.000,00.

TOKIO 4131 II – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 18 de março de 2020, no montante de R\$ 50.000.000,00.

h) FINEP - Financiamento para o plano de investimentos da Companhia contratado em 17 de abril de 2020, no montante total de R\$ 663.390,00.

i) Enel Finance International N.V- Operação de *intercompany* contratada com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 02 de março de 2021, no montante de R\$ 500.000.000,00.

j) Sumitomo 4131 – Empréstimo contratado com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinado em 15 de outubro de 2021, no montante de R\$ 278.250.000,00.

k) Mútuos Enel BR - Operações de *intercompany* contratada com o objetivo de cobertura de capital de giro da Companhia assinados em 13 e 20 de dezembro de 2021, no montante de R\$ 211.096.070,87.

O principal dos empréstimos e financiamentos não circulante, excluindo os efeitos das operações de swap contratados e dos custos de transação, tem sua curva de amortização distribuída da seguinte forma:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Curva de Amortização dos Emprést. e Financ. - LP (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
2021	-	-	51.102
2022	-	52.982	49.114
2023	710.996	49.913	45.951
2024	474.090	60.934	53.750
2025	548.550	46.505	42.544
2026	48.550	46.505	-
Após 2026	64.898	62.170	99.269
	1.847.084	319.009	341.730

Debêntures

Saldo das debêntures emitidas (Valores em R\$ mil):

	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
1ª Série - 5ª Emissão	175.798	350.410	350.712
2ª Série - 5ª Emissão	187.364	169.107	161.981
1ª Série - 6ª Emissão	40.185	40.049	40.084
2ª Série - 6ª Emissão	331.871	299.529	286.906
1ª Série - 7ª Emissão	357.819	352.456	355.632
2ª Série - 7ª Emissão	369.240	333.222	319.328
(-) Custo de transação	-8.324	-11.190	-14.056
Total sem efeito de swap	1.453.953	1.533.583	1.500.587
Resultado das operações de swap	-	-	-
Total de debêntures	1.453.953	1.533.583	1.500.587

Características de emissões:

Características	5ª Emissão 1ª Série	5ª Emissão 2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografia	Quirografia
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	350.000 debêntures simples	150.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00
Data de emissão	15 de dezembro de 2017	15 de dezembro de 2017
Vencimento inicial	15 de dezembro de 2021	15 de dezembro de 2023
Vencimento final	15 de dezembro de 2022	15 de dezembro de 2024
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	100% CDI + 0,80% a.a	IPCA + 6,0013% a.a
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	2 parcelas	2 parcelas
Data das amortizações	2021 e 2022	2023 e 2024

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Características	6ª Emissão 1ª Série	6ª Emissão 2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	40.000 debêntures simples	270.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000	R\$ 1.000
Data de emissão	15 de junho de 2018	15 de junho de 2018
Vencimento inicial	15 de junho de 2023	15 de junho de 2024
Vencimento final	15 de junho de 2023	15 de junho de 2025
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	100% CDI + 0,95% a.a	IPCA + 6,1965% a.a
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	Parcela única	2 parcelas
Data das amortizações	2023	2024 e 2025

Características	7ª Emissão 1ª Série	7ª Emissão 2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	350.000 debêntures simples	300.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00
Data de emissão	15 de março de 2019	15 de março de 2019
Vencimento Inicial	15 de março de 2023	15 de março de 2024
Vencimento Final	15 de março de 2023	15 de março de 2024
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	100% CDI + 0,50% a.a	IPCA + 4,50% a.a
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	2 parcelas	Parcela única
Data das amortizações	2022 e 2023	2024

5ª Emissão

A 5ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de dezembro de 2017, com 500.000 (quinhentas mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 na data de emissão, no montante total de R\$ 500.000.0000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 350.000 (trezentos e cinquenta mil) debêntures, sem correção monetária, com remuneração de 100% do CDI mais 0,80% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de dezembro de 2021 e 15 de dezembro de 2022.

A segunda série foi emitida com 150.000 (cento e cinquenta mil) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 6,0013% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de dezembro de 2023 e 15 de dezembro de 2024.

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 04 de dezembro de 2017, foi aprovada a 5ª emissão das debêntures, que tinha como objetivo reforçar o capital de giro da Companhia, bem como o reembolso de gastos,

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Emissora nos anos de 2016, 2017 e 2018.

6ª Emissão

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 19 de abril de 2018, foi aprovada a 6ª emissão das debêntures, que tinha como objetivo reforçar o capital de giro da Companhia, bem como o reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Emissora ao longo do ano de 2017.

A 6ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de junho de 2018, com 310.000 (trezentas e dez mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 na data de emissão, no montante total de R\$ 310.000.0000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 40.000 (quarenta mil) debêntures, sem correção monetária, com remuneração de 100% do CDI mais 0,95% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em uma única parcela, na data de vencimento da primeira série, 15 de junho de 2023.

A segunda série foi emitida com 270.000 (duzentos e setenta mil) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 6,1965% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de junho de 2024 e 15 de junho de 2025.

7ª Emissão

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 19 de fevereiro de 2019, foi aprovada a 7ª emissão das debêntures, que tinha como objetivo reforçar o capital de giro da Companhia, bem como o reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Emissora.

A 7ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de março de 2019, com 650.000 (seiscentos e cinquenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 na data de emissão, no montante total de R\$ 650.000.0000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 350.000 (trezentas e cinquenta mil) debêntures, sem correção monetária, com remuneração de 100% do CDI mais 0,50% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de março de 2022 e 15 de março de 2023.

A segunda série foi emitida com 300.000 (trezentas mil) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 4,50% a.a., exigíveis anualmente, e amortizadas em uma única parcela, na data de vencimento da segunda série, 15 de março de 2024.

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

Curva de Amortização das Debêntures - LP (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
2021	-	-	171.385
2022	-	344.269	346.385
2023	323.530	327.594	297.973
2024	624.880	536.712	531.796
2025	134.213	134.438	134.438
2026	-	-	-
Após 2026	-	-	-
	1.082.623	1.343.012	1.481.977

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Composição dos empréstimos e financiamentos e debêntures, por tipo de moeda e indexador:

Empréstimo, Financiamento e Debêntures - Custo (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2021	%	Exercício findo em 31/12/2020	%	Exercício findo em 31/12/2019	%
Moeda nacional						
Taxa Fixa	36.099	1,0%	10.824	0,4%	23.556	1,1%
TJLP	665	0,0%	665	0,0%	13.767	0,6%
Selic	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
CDI	2.483.939	66,9%	1.254.017	51,7%	1.046.917	47,6%
TR	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
IPCA	1.187.282	32,0%	1.154.339	47,6%	1.110.958	50,5%
Libor	6.383	0,2%	5.948	0,3%	4.635	0,3%
Total	3.714.368	100,0%	2.425.793	100,00%	2.199.833	100,00%

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras;

A Companhia mantém contratos de empréstimos e financiamentos de longo prazo com os bancos ITAÚ BBA e SANTANDER, (sindicato de repasse BNDES), Scotiabank, BNP e Sumitomo (operações de 4131) e BANCO DO NORDESTE. Diversos outros bancos, nacionais e estrangeiros, mantém contatos frequentes com a Companhia, a maioria dos quais com limites de crédito abertos, ou com a perspectiva firme de aprovação de limites de crédito, para a realização de operações de crédito, operações de hedge ou emissão de garantias. A Companhia possui relacionamento de longo prazo com diversas instituições financeiras, na parte de serviços bancários, incluindo contratos de arrecadação de faturas de energia e sistemas de pagamento, emissão de fianças bancárias e também para a realização de investimentos financeiros (disponibilidades de caixa), incluindo fundos de investimentos, sempre com perfil de baixo risco e de alta liquidez.

iii. grau de subordinação entre as dívidas;

A Diretoria entende que não há condição de subordinação entre as dívidas vigentes na Companhia nos últimos três exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019.

Entretanto, a Companhia possui dívidas de natureza quirografária e de natureza real, sendo que em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, as garantias reais eram compostas por cessão fiduciária de direitos creditórios (recebíveis) para financiamentos do BNDES, da Eletrobrás, do Banco do Nordeste e da União Federal.

Em eventual concurso universal de credores, na hipótese de uma eventual instauração de procedimento de recuperação judicial ou extrajudicial, a subordinação entre as obrigações registradas no passível exigível acontecerá de acordo com a Lei n.º 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, que atualmente compõe a seguinte ordem de preferência: (i) obrigações sociais e trabalhistas; (ii) impostos a recolher; (iii) arrendamento mercantil (garantia real); (iv) empréstimos e financiamentos; (v) crédito quirografários; (iv) créditos subordinados; e (viii) dividendos e juros sobre capital próprio.

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;

Os contratos financeiros da Companhia possuem restrições impostas pelos credores, tais como:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- Limite de endividamento:

A Companhia mantém contratos de financiamento e escritura de emissão de debêntures com estabelecimento de covenants financeiros, conforme descrito no item 10.1c desse formulário, a saber: Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA \leq 3,5 - para as debêntures da 5ª, 6ª e 7ª Emissão; Dívida Bancária Líquida ÷ LAJIDA \leq 3,5; Dívida Bancária Líquida ÷ (Dívida Bancária Líquida + PL) \leq 0,6 – para Contrato de Repasse BNDES); Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA \leq 3,5 - para operações de 4131 com Scotiabank, BNP e Sumitomo.

- Distribuição de dividendos:

A maioria dos contratos não possui restrição para pagamento de dividendos, desde que a Companhia esteja adimplente com suas obrigações. Pelos contratos de financiamento com Banco do Nordeste (BNB) e Eletrobrás, há possíveis restrições quanto a distribuição de dividendos em caso de default pecuniário com estes contratos.

- Alterações societárias:

A maioria dos contratos permite alterações societárias desde que realizadas dentro do Grupo Econômico. Nos contratos BNB e com recursos de repasse BNDES, há obrigação da anuência prévia ao credor para eventos de mudança do controle acionário da Companhia, assim como nas debêntures, em casos específicos.

- Vencimento antecipado cruzado (cross acceleration):

Os principais contratos de financiamento de longo prazo da Companhia contêm cláusulas de vencimento antecipado cruzado (cross acceleration), de modo que o vencimento antecipado de um dos contratos poderá acarretar a antecipação do vencimento de outros contratos.

- Protesto de Títulos:

A maioria dos contratos restringe a emissão de títulos protestados contra a companhia, cujos valores ultrapassem os limites estabelecidos nos referidos contratos e que não sejam resolvidos dentro dos prazos permitidos.

Até esta data, a Companhia não havia descumprido nenhum dos índices econômico-financeiros (covenants financeiros) mencionados acima, nem apresenta risco de descumprimento. Adicionalmente, não há registro de qualquer default contratual por parte da Companhia. A Coelce monitora constantemente suas restrições contratuais para que sejam atendidas. Os Diretores entendem que as restrições dos últimos três exercícios foram atendidas de forma satisfatória.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados;

Financiamentos e empréstimos de longo prazo contratados com percentuais utilizados nos três últimos exercícios sociais (2021, 2020 e 2019):

Contratos	Objeto	Valor Total (R\$ mil)	Plano de Investimento	Data de contratação	Desembolso em 2019	Desembolso em 2020	Desembolso em 2021	Desembolso total	Garantias
Financiamentos									
BNDES (Capex 2012-2013)**	Financiamento do CAPEX	217.185	2012/2013	28/08/2013	0%	0%	0%	89%	Receíveis
Eletrobras**	Luz Para Todos	134.085	2004	03/03/2000	0%	0%	0%	86%	Receíveis e nota promissória
Banco do Nordeste – FNE**	FNE/PROINFRA	106.187	2011	29/12/2004	0%	0%	0%	100%	Receíveis, fiança bancária e conta reserva
Finep	Financiamento do CAPEX	663	-	17/04/2020	0%	100%	0%	100%	Fiança bancária
Empréstimos									
Bônus de Desconto e Bônus ao Par**	Refinanciamento dívida	*3.001	-	17/08/1997	0%	0%	0%	100%	Receíveis e conta reserva
BNB II	Financiamento de projetos de ampliação e modernização	340.351	2018/2019	29/03/2018	23%	0%	0%	100%	Fiança bancária, conta reserva, cessão fiduciária e avalista Enel Brasil
BNP 4131	Capital de giro	300.000	-	17/12/2019	100%	0%	0%	100%	-
Scotiabank 4131	Capital de giro	150.000	-	07/01/2020	0%	100%	0%	100%	-
Tokio 4131	Capital de giro	150.000	-	18/03/2020	0%	100%	0%	100%	-
Tokio 4131 II	Capital de giro	50.000	-	18/03/2020	0%	100%	0%	100%	-
Scotiabank 4131 II	Capital de giro	150.000	-	01/04/2020	0%	100%	0%	100%	-
Scotiabank 4131 III	Capital de giro	400.000	-	06/01/2021	0%	0%	100%	100%	-
EFI - Credit Agreement	Capital de giro	500.000	-	02/03/2021	0%	0%	100%	100%	-
BNP 4131 II	Capital de giro	135.000	-	01/04/2021	0%	0%	100%	100%	-
BNP 4131 III	Capital de giro	135.000	-	01/04/2021	0%	0%	100%	100%	-
Scotiabank 4131 IV	Capital de giro	210.000	-	16/07/2021	0%	0%	100%	100%	-
Sumitomo 4131	Capital de giro	278.250	-	15/10/2021	0%	0%	100%	100%	-
Mútuo Enel BR I	Capital de giro	190.971	-	13/12/2021	0%	0%	100%	100%	-
Mútuo Enel BR II	Capital de giro	20.125	-	20/12/2021	0%	0%	100%	100%	-

*Valor em reais convertido pela taxa do dia da liberação 1,0808

** Recursos liberados e utilizados em exercícios anteriores a 2016

Os financiamentos contratados especificados na tabela acima (em R\$ mil) tiveram seus recursos liberados, nos respectivos períodos demonstrados, com o objetivo de financiar projetos de investimentos relacionados a conexão de novos clientes, expansão da rede elétrica no Estado do Ceará, melhoria da qualidade do serviço e combate ao furto e perdas de energia. Os percentuais não liberados relativos a BNDES e Eletrobras refere-se a investimentos descritos inicialmente no plano de investimentos da Companhia, cuja execução não foi realizada em decorrência da substituição por outros projetos prioritários não contidos no projeto de financiamento ou por adiamento no prazo de execução dos projetos, o que tornou inviável a comprovação do investimento para permitir a liberação dos recursos por parte dos financiadores dentro dos prazos estabelecidos.

Os Diretores esclarecem que os empréstimos captados foram utilizados para financiar capital de giro e, eventualmente, refinar dívidas com vencimentos no curto prazo.

Exercício social findo em 31/12/2021

Neste exercício, a Companhia desembolsou R\$ 1.869 milhões de operações para financiar capital de giro, deste montante R\$ 1.158 milhões foram oriundos de operações bancárias (4131) e R\$ 711 milhões de operações *intercompany*.

Exercício social findo em 31/12/2020

Neste exercício, a Companhia desembolsou R\$ 500 milhões de operações bancárias (4131) com o objetivo de cobertura de capital de giro. Além disso, a Companhia desembolsou R\$ 663 mil em operação subsidiada junto ao FINEP com o intuito de financiar projetos de investimentos ligados à inovação.

Exercício social findo em 31/12/2019

Neste exercício, a Companhia desembolsou R\$ 1.229 bilhão de recursos contratados junto aos bancos, sendo R\$ 79 milhões no BNB e R\$ 200 milhões no Itaú – Notas Promissórias, para financiar investimentos realizados pela Companhia, principalmente, na conexão de novos clientes, ampliação e modernização da rede elétrica, dentre outros projetos. Além disso, a Companhia desembolsou mais R\$ 650 milhões de recursos oriundos do mercado de capitais (debentures) e mais R\$ 300 milhões de operações bancárias (4131) com o objetivo de cobertura de capital de giro.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS - ATIVO
 (Valores expressos em milhares de reais)

	Análise Vertical		Análise Vertical		Análise Vertical		Análise Horizontal	
	31/12/2021	%	31/12/2020	%	31/12/2019	%	2021 vs. 2020	2020 vs. 2019
Ativo								
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	204.316	2%	166.015	2%	91.605	1%	23%	81%
Títulos e valores mobiliários	80.648	1%	92.376	1%	77.033	1%	-13%	20%
Consumidores e outras contas a receber	1.606.490	14%	1.409.635	15%	1.267.726	15%	14%	11%
Ativo financeiro setorial	392.593	3%	-	0%	61.272	1%	-	-100%
Subvenção CDE - desconto tarifário	78.011	1%	17.079	0%	324.760	4%	357%	-95%
Imposto de renda e contribuição sociais compensáveis	136.426	1%	112.810	1%	13.348	0%	21%	745%
Outros tributos compensáveis	576.250	5%	401.330	4%	172.720	2%	44%	132%
Serviço em curso	61.206	1%	79.108	1%	43.583	1%	-23%	82%
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	0%	65.114	1%	-	0%	-100%	-
Outros créditos	172.038	2%	83.419	1%	107.681	1%	106%	-23%
Total do ativo circulante	3.307.978	29%	2.426.886	26%	2.159.728	25%	36%	12%
Não circulante								
Consumidores e outras contas a receber	115.421	1%	75.431	1%	26.694	0%	53%	183%
Ativo financeiro setorial	126.078	1%	-	0%	12.268	0%	-	-100%
Depósitos vinculados a litígios	48.798	0%	47.676	1%	47.548	1%	2%	0%
Cauções e depósitos	31.101	0%	28.583	0%	23.963	0%	9%	19%
Outros tributos compensáveis	654.499	6%	1.070.993	11%	1.425.147	16%	-39%	-25%
Serviço em curso	-	0%	-	0%	28.060	0%	-	-100%
Instrumentos financeiros derivativos - swap	43.594	0%	483	0%	-	0%	8926%	-
Tributos diferidos	52.077	0%	32.142	0%	35.038	0%	62%	-8%
Benefício fiscal	21.042	0%	25.520	0%	30.686	0%	-18%	-17%
Ativo indenizável (concessão)	3.912.580	35%	3.026.407	32%	2.372.127	27%	29%	28%
Imobilizado	80.146	1%	43.564	0%	51.368	1%	84%	-15%
Intangível	1.969.650	18%	2.007.919	21%	1.931.022	22%	-2%	4%
Ativos contratuais	874.887	8%	580.780	6%	521.057	6%	51%	11%
Total do ativo não circulante	7.929.873	71%	6.939.498	74%	6.504.978	75%	14%	7%
Total do ativo	11.237.851	100%	9.366.384	100%	8.664.706	100%	20%	8%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS - PASSIVO
 (Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2021	Análise Vertical %	31/12/2020	Análise Vertical %	31/12/2019	Análise Vertical %	Análise Horizontal	
							2021 vs. 2020	2020 vs. 2019
Passivo								
Circulante								
Fornecedores	1.410.469	13%	1.024.557	11%	866.723	10%	38%	18%
Empréstimos e financiamentos	420.631	4%	637.557	7%	342.118	4%	-34%	86%
Obrigações por arrendamentos	14.200	0%	2.944	0%	7.784	0%	382%	-62%
Debêntures	371.330	3%	190.570	2%	18.610	0%	95%	924%
Passivo financeiro setorial	-		81.677		-		-100%	
Salários, provisões e encargos sociais	48.028	0%	59.325	1%	42.489	0%	-19%	40%
Imposto de renda e contribuição social a pagar	16.284		71.110		17.950		-77%	296%
Outras obrigações fiscais	233.208	2%	167.167	2%	167.970	2%	40%	0%
Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	473.748	4%	317.774	3%	102.703	1%	49%	209%
Dividendos a pagar	271.179	2%	130.276	1%	83.283	1%	108%	56%
Encargos setoriais	98.371	1%	91.892	1%	341.208	4%	7%	-73%
Benefícios pós-emprego	1.338	0%	1.530	0%	2.284	0%	-13%	-33%
Provisões para processos judiciais e outros riscos	295		-		-			
Instrumentos financeiros derivativos - swap	28.935	0%	1.241	0%	15.399	0%	2232%	-92%
Outras obrigações	170.922	2%	98.070	1%	41.175	0%	74%	138%
Total do ativo circulante	3.558.938	32%	2.875.690	31%	2.049.696	24%	24%	40%
Não circulante								
Empréstimos e financiamentos	1.847.084	16%	319.009	3%	341.730	4%	479%	-7%
Debêntures	1.082.623	10%	1.343.013	14%	1.481.977	17%	-19%	-9%
Obrigações por arrendamentos	6.386	0%	1.325	0%	3.242	0%	382%	-59%
Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	997.855	9%	1.128.538	12%	1.318.164	15%	-12%	-14%
Passivo financeiro setorial	-	0%	127.543	1%	-	0%	-100%	
Outras obrigações fiscais	1.169	0%	3.488	0%	5.798	0%	-66%	-40%
Encargos setoriais	8.036	0%	16.820	0%	72.327	1%	-52%	-77%
Benefícios pós-emprego	87.977	1%	110.398	1%	94.773	1%	-20%	16%
Provisão para processos judiciais e outros	245.047	2%	194.529	2%	175.042	2%	26%	11%
Instrumentos financeiros derivativos	7.359	0%	-	0%	-	0%		
Outras obrigações	8.022	0%	15.483	0%	7.906	0%	-48%	96%
Total do passivo não circulante	4.291.558	38%	3.260.146	35%	3.500.959	40%	32%	-7%
Patrimônio líquido								
Capital social	914.346	8%	892.246	10%	808.246	9%	2%	10%
Reservas de capital	358.671	3%	358.671	4%	358.671	4%	0%	0%
Reservas de lucros	1.893.069	17%	1.871.325	20%	1.864.804	22%	1%	0%
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial	(6.249)	0%	(1.402)	0%	(341)	0%	346%	311%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	227.518	2%	109.708	1%	82.671	1%	107%	33%
Total do patrimônio líquido	3.387.355	30%	3.230.548	34%	3.114.051	36%	5%	4%
Total do passivo e patrimônio líquido	11.237.851	100%	9.366.384	100%	8.664.706	100%	20%	8%

Abaixo, os diretores comentam as variações significativas das contas patrimoniais.

Variações patrimoniais: 2021 versus 2020

Ativo Circulante (Caixa e equivalentes de caixa):

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2021 (R\$ 204.316 mil) sofreu um aumento de R\$ 38.301 mil quando comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2020 (R\$ 166.015 mil).

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro de 2021, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 80 milhões em linha de crédito bancária para uso em eventual necessidade imediata de caixa. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 800 milhões.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Ativo Circulante (Subvenção CDE - desconto tarifário):

Esta subvenção refere-se ao valor a ser repassado pela CCEE, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras. Em 31 de dezembro de 2021, esta conta totalizou R\$ 78.011 mil, uma diminuição de R\$ 60.932 mil em relação a 31 de dezembro de 2020 (R\$ 17.079 mil). A variação é decorrente, principalmente, de:

O Ministério de Minas e Energia instituiu o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica. Como o bônus concedido será ressarcido por meio do encargo destinado à cobertura dos Custos do Serviço do Sistema, a Companhia constituiu um contas a receber e uma obrigação (rubrica de outras obrigações) no mesmo valor de R\$ 69.793 mil.

Ativo Não Circulante (Tributos a Compensar):

A Companhia, amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, e por possuir ação judicial transitada e julgada em abril de 2019, em 31 de dezembro de 2021 possui ativo de PIS e de COFINS sobre ICMS a recuperar de R\$ 473.748 no curto prazo e R\$ 571.894 no longo prazo. O ativo de PIS e de COFINS sobre ICMS a recuperar em 31 de dezembro de 2020 era de R\$ 317.773 no curto prazo e R\$ 992.192 no longo prazo.

Por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais deverão ser repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Companhia adotará os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais.

Ativo/Passivo Circulante e Não Circulante (Ativos/passivos financeiros setoriais):

Em 31 de dezembro de 2021, os ativos financeiros setoriais totalizaram R\$ 518.671 mil, um aumento de R\$ 727.891 mil em relação a 31 de dezembro de 2020 (R\$-209.220 mil). Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os custos efetivamente incorridos e os custos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, sendo estas variações atualizadas monetariamente pela taxa SELIC.

Ativo não Circulante (Cauções e depósitos):

A Companhia possui saldos de caução e depósito considerando relativo à Garantia de leilões de energia (Bradesco), Garantia de Dívidas (BNB) e Garantias da concessão (Banco do Brasil). O aumento verificado foi decorrente de atualização dos saldos aplicados dessas garantias em fundo de investimentos.

Ativo Não Circulante (Ativo indenizável - concessão):

Em 31 de dezembro de 2021, os ativos indenizáveis da concessão do ativo não circulante totalizaram R\$ 3.912.580 mil, um aumento de R\$ 886.173 mil em relação a 31 de dezembro de 2020 (R\$ 3.026.407 mil). Esta variação foi decorrente, principalmente, do efeito de R\$ 556.397 mil de transferências do ativo intangível e R\$ 328.258 mil de marcação a mercado do ativo indenizável.

Ativo Não Circulante (Ativos Contratuais):

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos ao custo de construção da infraestrutura registrada no ativo contratual, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 3,31% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e 4,46 %a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Passivo Circulante (PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores):

O STF decidiu em março de 2017 o tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõe a base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

declaração que estão pendentes de julgamento, buscando a modulação dos efeitos e alguns esclarecimentos.

A Companhia possui uma ação judicial e foi cientificada em abril de 2019 do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 5ª Região, reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS das bases de cálculo do PIS e da COFINS a partir de maio de 2001.

Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar e passivo a repassar aos consumidores de montantes iguais por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais devem ser integralmente repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores. Os valores a serem devolvidos serão calculados líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia.

O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e será efetuado conforme normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A partir de maio de 2019, em conformidade com a decisão transitada em julgado, a Companhia passou a calcular os valores a recolher de PIS e da COFINS sem a inclusão do ICMS nas referidas bases de cálculo.

Em 17 de março de 2020 a ANEEL iniciou procedimento de tomada de subsídios para colher informações para o tratamento regulatório a ser dado pelas distribuidoras com relação aos créditos tributários decorrentes de processos judiciais que versam sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS. Ainda não há decisão definitiva sobre o tema. Diante do exposto, a Companhia vem efetuando a compensação do ativo com os tributos a pagar de acordo com as previsões legais, totalizando em 31 de dezembro de 2021 o montante compensado de R\$ 290.130 mil, e aguarda a definição da ANEEL acerca do mecanismo de repasse aos consumidores. Em 31 de dezembro de 2020 este valor foi de R\$ 165.863 mil.

Passivo Circulante e Não Circulante (Encargos setoriais):

A redução foi de R\$ 2.305 mil entre os períodos analisados.

O encargo de CDE (conta de desenvolvimento econômico) tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Conforme previsto na Resolução Homologatória nº 2.521, de 20 de março de 2019, o período de vigência da cobrança do encargo CDE-ACR se encerrou no mês de agosto de 2019.

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia apresentava saldo de R\$ 324.227, referente a valores em aberto do período de novembro de 2014 a maio de 2017 (Resoluções Homologatórias nos 1.711/14, 1882/15 e 2.065/16), objetos de compensação integral com valores devidos à Eletrobras/CCEE, por força de decisão liminar proferida em favor da Companhia em 8 de julho de 2015, posteriormente convertida em sentença. Em 2020, após decisão transitada em julgado, a qual permitiu compensação dos referidos montantes (ativo e passivo), a Companhia efetuou a compensação dos saldos do ativo e passivo circulantes no montante total de R\$ 311.830. O montante de R\$ 12.400, que corresponde à reversão da atualização não reconhecida do ativo na referida decisão, foi registrado no resultado financeiro de 31 de dezembro de 2021.

Passivo Circulante e Não Circulante (Empréstimos e financiamentos e Debêntures):

O aumento observado entre 2021 e 2020 no valor de R\$ 1.231.519 mil deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 1.870.050 mil), em conjunto com a provisão de encargos de R\$ 51.469 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 693.865 milhões e R\$ 31.637 milhões.

Passivo Não Circulante (Obrigações por arrendamentos):

Em 18 de dezembro de 2019, a Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) emitiu o ofício circular CVM/SNC/SEP/nº 02/2019, contendo informações acerca dos seguintes assuntos: (i) Aspectos Conceituais do CPC 06 (R2); (ii) Taxa Incremental de Empréstimos – IBR; (iii) PIS e COFINS a recuperar – Tratamento Contábil; (iv) PIS e COFINS embutidos no Passivo de Arrendamento – Tratamento Contábil; e (v) Evidenciação – Nota Explicativa.

A Companhia avaliou os assuntos abordados no ofício em questão, e concluiu que: (i) as políticas contábeis acerca do tratamento contábil de contratos de arrendamentos estão em consonância àquilo que é requerido

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

pelo CPC 06 (R2)/IFRS 16, a taxa incremental de empréstimos – IBR é determinada com informações prontamente observáveis e ajustadas à realidade da Companhia, os fluxos projetados não consideram efeitos inflacionários, conforme orientado pelos pronunciamentos em questão; e (ii) a Companhia não apresenta obrigações de arrendamentos líquidos de PIS e COFINS, adicionalmente, os créditos de PIS e COFINS oriundos de contratos de arrendamentos não apresentam materialidade suficiente que ensejariam uma apresentação específica.

Passivo Não Circulante (Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas):

O aumento de R\$ 50.518 mil observado no ano de 2021 se deu, basicamente, pelas atualizações de novos processos.

Patrimônio líquido:

Capital social

Em 26 de abril de 2021 foi realizado o aumento de capital no montante de R\$ 22.100, via capitalização de reservas, sem emissão de ações.

Variações patrimoniais: 2020 versus 2019

Ativo Circulante (Caixa e equivalentes de caixa):

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2020 (R\$ 166.015 mil) sofreu um aumento de R\$ 74.410 mil quando comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 91.605 mil).

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro de 2020, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 80 milhões em linha de crédito bancária para uso em eventual necessidade imediata de caixa. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho N° 2.979, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 800 milhões.

Ativo Circulante (Subvenção CDE - desconto tarifário):

Esta subvenção refere-se ao valor a ser repassado pela CCEE, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras. Em 31 de dezembro de 2020, esta conta totalizou R\$ 17.079 mil, uma diminuição de R\$ 307.681 mil em relação a 31 de dezembro de 2019 (R\$ 324.760 mil). A variação é decorrente, principalmente, de:

No ano anterior, em 31 de dezembro de 2019, a Companhia apresentava saldo de R\$ 324.227, referente a valores em aberto do período de novembro de 2014 a maio de 2017 (Resoluções Homologatórias nos 1.711/14, 1882/15 e 2.065/16), objetos de compensação integral com valores devidos à Eletrobras/CCEE, por força de decisão liminar proferida em favor da Companhia em 8 de julho de 2015, posteriormente convertida em sentença. Em 2020, após decisão transitada em julgado, a qual permitiu compensação dos referidos montantes (ativo e passivo), a Companhia efetuou a compensação dos saldos do ativo e passivo circulantes no montante total de R\$ 311.830. O montante de R\$ 12.400, que corresponde à reversão da atualização não reconhecida do ativo na referida decisão, foi registrado no resultado financeiro.

Ativo Não Circulante (Tributos a Compensar):

A Companhia, amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, e por possuir ação judicial transitada e julgada em abril de 2019, em 31 de dezembro de 2020 possuiu ativo de PIS e de COFINS sobre ICMS a recuperar de R\$ 317.773 no curto prazo e R\$ 992.192 no longo prazo. O ativo de PIS e de COFINS sobre ICMS a recuperar em 31 de dezembro de 2019 era de R\$ 1.449.864.

Por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais deverão ser repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Companhia adotará os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais.

Ativo/Passivo Circulante e Não Circulante (Ativos/passivos financeiros setoriais):

Em 31 de dezembro de 2020, os ativos financeiros setoriais totalizaram R\$ -209.220 mil, uma redução de R\$ 282.760 mil em relação a 31 de dezembro de 2019 (R\$ 73.540 mil). Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os custos efetivamente incorridos e os custos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, sendo estas variações atualizadas monetariamente pela taxa SELIC.

A Companhia recebeu nos meses de julho a novembro de 2020 o montante de R\$ 452.942 referente a conta – COVID, correspondendo a antecipação dos componentes financeiros relativos a sobrecontratação, CVA em constituição e neutralidade de encargos setoriais. O referido montante foi contabilizado nos respectivos componentes tarifários, conforme detalhado na movimentação apresentada nesta respectiva nota. Os montantes recebidos da conta – COVID estão sendo atualizados pela taxa Selic.

Ativo não Circulante (Cauções e depósitos):

A Companhia possui saldos de caução e depósito considerando relativo à Garantia de leilões de energia (Bradesco), Garantia de Dívidas (BNB) e Garantias da concessão (Banco do Brasil). O aumento verificado foi decorrente de atualização dos saldos aplicados dessas garantias em fundo de investimentos.

Ativo Não Circulante (Ativo indenizável - concessão):

Em 31 de dezembro de 2020, os ativos indenizáveis da concessão do ativo não circulante totalizaram R\$ 3.026.407 mil, um aumento de R\$ 654.280 mil em relação a 31 de dezembro de 2019 (R\$ 2.372.127 mil). Esta variação foi decorrente, principalmente, do efeito de R\$ 528.547 mil de transferências do ativo intangível e R\$ 125.733 mil de marcação a mercado do ativo indenizável.

Ativo Não Circulante (Ativos Contratuais):

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos ao custo de construção da infraestrutura registrada no ativo contratual, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 4,46% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 e 9,37% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Passivo Circulante (PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores):

O STF decidiu em março de 2017 o tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõe a base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração que estão pendentes de julgamento, buscando a modulação dos efeitos e alguns esclarecimentos.

A Companhia possui uma ação judicial e foi cientificada em abril de 2019 do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 5ª Região, reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS das bases de cálculo do PIS e da COFINS a partir de maio de 2001.

Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar que atualizado corresponde ao montante de R\$ 1.309.965 e passivo que atualizado corresponde ao montante de R\$ 1.446.312 (vide nota 9), por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais deverão ser repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores. Os valores a serem devolvidos serão calculados líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia. A Companhia está adotando os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais.

O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e será efetuado conforme normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A partir de maio de

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

2019, em conformidade com a decisão transitada em julgado, a Companhia passou a calcular os valores a recolher de PIS e da COFINS sem a inclusão do ICMS nas referidas bases de cálculo.

Em 17 de março de 2020 a ANEEL iniciou procedimento de tomada de subsídios para colher informações para o tratamento regulatório a ser dado pelas distribuidoras com relação aos créditos tributários decorrentes de processos judiciais que versam sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS. Ainda não há decisão definitiva sobre o tema. Diante do exposto, a Companhia vem efetuando a compensação do ativo com os tributos a pagar de acordo com as previsões legais, totalizando em 31 de dezembro de 2020 o montante compensado de R\$165.863, e aguarda a definição da ANEEL acerca do mecanismo de repasse aos consumidores.

Passivo Circulante e Não Circulante (Encargos setoriais):

A redução de R\$ 304.823 mil entre os períodos analisados.

O encargo de CDE (conta de desenvolvimento econômico) tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Conforme previsto na Resolução Homologatória nº 2.521, de 20 de março de 2019, o período de vigência da cobrança do encargo CDE-ACR se encerrou no mês de agosto de 2019.

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia apresentava saldo de R\$ 324.227, referente a valores em aberto do período de novembro de 2014 a maio de 2017 (Resoluções Homologatórias nos 1.711/14, 1882/15 e 2.065/16), objetos de compensação integral com valores devidos à Eletrobras/CCEE, por força de decisão liminar proferida em favor da Companhia em 8 de julho de 2015, posteriormente convertida em sentença. Em 2020, após decisão transitada em julgado, a qual permitiu compensação dos referidos montantes (ativo e passivo), a Companhia efetuou a compensação dos saldos do ativo e passivo circulantes no montante total de R\$ 311.830. O montante de R\$ 12.400, que corresponde à reversão da atualização não reconhecida do ativo na referida decisão, foi registrado no resultado financeiro de 31 de dezembro de 2020.

Passivo Circulante e Não Circulante (Empréstimos e financiamentos e Debêntures):

O aumento observado entre 2020 e 2019 no valor de R\$ 305.714 mil deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 533 milhões), em conjunto com a provisão de encargos de R\$ 29.095 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 427.269 milhões e R\$ 20.469 milhões.

Passivo Não Circulante (Obrigações por arrendamentos):

Em 18 de dezembro de 2019, a Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) emitiu o ofício circular CVM/SNC/SEP/nº 02/2019, contendo informações acerca dos seguintes assuntos: (i) Aspectos Conceituais do CPC 06 (R2); (ii) Taxa Incremental de Empréstimos – IBR; (iii) PIS e COFINS a recuperar – Tratamento Contábil; (iv) PIS e COFINS embutidos no Passivo de Arrendamento – Tratamento Contábil; e (v) Evidenciação – Nota Explicativa.

A Companhia avaliou os assuntos abordados no ofício em questão, e concluiu que: (i) as políticas contábeis acerca do tratamento contábil de contratos de arrendamentos estão em consonância àquilo que é requerido pelo CPC 06 (R2)/IFRS 16, a taxa incremental de empréstimos – IBR é determinada com informações prontamente observáveis e ajustadas à realidade da Companhia, os fluxos projetados não consideram efeitos inflacionários, conforme orientado pelos pronunciamentos em questão; e (ii) a Companhia não apresenta obrigações de arrendamentos líquidos de PIS e COFINS, adicionalmente, os créditos de PIS e COFINS oriundos de contratos de arrendamentos não apresentam materialidade suficiente que ensejariam uma apresentação específica.

Passivo Não Circulante (Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas):

O aumento de R\$ 19.487 mil observada no ano de 2020 se deu, basicamente, pela a reversão de causas cíveis e atualizações de novos processos.

Patrimônio líquido:

Capital social

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Em 28 de abril de 2020 foi realizado o aumento de capital no montante de R\$ 84.000, via capitalização de reservas, sem emissão de ações.

A seguir, os diretores comentam as variações significativas das contas de resultado.

Demonstrativo de Resultado Análise Vertical e Horizontal	Exercício findo em 31/12/2021		Exercício findo em 31/12/2020		Exercício findo em 31/12/2019		Var. % 2021 x 2020	Var. % 2020 x 2019
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%		
Receita Operacional	12.139.898	100,00%	8.438.885	100,00%	7.838.130	100,00%	43,86%	7,66%
Fornecimento de energia elétrica	7.974.895	65,69%	6.178.938	73,22%	6.111.148	77,97%	29,07%	1,11%
Ativos e passivos financeiros setoriais	1.455.569	11,99%	264.818	3,14%	62.165	0,79%	449,65%	325,99%
Subvenção Baixa Renda	205.934	1,70%	259.302	3,07%	190.385	2,43%	-20,58%	36,20%
Subvenção CDE - Desconto tarifário	250.764	2,07%	256.747	3,04%	262.949	3,35%	-2,33%	-2,36%
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	366.206	3,02%	255.974	3,03%	235.744	3,01%	43,06%	8,58%
Receita de Construção	1.157.874	9,54%	969.072	11,48%	732.765	9,35%	19,48%	32,25%
Venda de Energia Excedente - MVE	248.579	2,05%	11.466	0,14%	129.877	1,66%	2067,97%	n/a
Marcação a mercado de ativo indenizável	328.258	2,70%	125.733	1,49%	-	0,00%	161,08%	n/a
Outras Receitas	151.819	1,25%	116.835	1,38%	113.097	1,44%	29,94%	3,31%
Deduções da Receita	-4.030.391	-33,20%	-2.445.821	-28,98%	-2.461.053	-31,40%	64,79%	-0,62%
ICMS	-2.022.316	-16,66%	-1.551.772	-18,39%	-1.533.083	-19,56%	30,32%	1,22%
COFINS	-677.160	-5,58%	-469.474	-5,56%	-476.269	-6,08%	44,24%	-1,43%
PIS	-147.015	-1,21%	-101.925	-1,21%	-103.401	-1,32%	44,24%	-1,43%
Programa de eficiência energética e P&D	-65.317	-0,54%	-48.173	-0,57%	-45.721	-0,58%	35,59%	5,36%
Encargo CDE e outros encargos	-357.695	-2,95%	-201.879	-2,39%	-293.252	-3,74%	77,18%	-31,16%
Outros impostos e contribuições a receita	-14.080	-0,12%	-11.663	-0,14%	-9.327	-0,12%	20,72%	25,05%
Encargos do consumidor - CCRBT	-746.808	-6,15%	-60.935	-0,72%	-	0,00%	1125,58%	n/a
Receita Operacional Líquida	8.109.507	66,80%	5.993.064	71,02%	5.377.077	68,60%	35,31%	11,46%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	-7.190.312	-59,23%	-5.474.042	-64,87%	-4.863.563	-62,05%	31,35%	12,55%
Custos e despesas não gerenciáveis	-4.623.550	-38,09%	-3.319.141	-39,33%	-3.156.927	-40,28%	39,30%	5,14%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-3.650.748	-30,07%	-2.914.038	-34,53%	-2.875.370	-36,68%	25,28%	1,34%
Encargos do uso do sistema de transmissão	-972.802	-8,01%	-405.103	-4,80%	-281.557	-3,59%	140,14%	43,88%
Custos e despesas gerenciáveis	-2.566.762	-21,14%	-2.154.901	-25,54%	-1.706.636	-21,77%	19,11%	26,27%
Pessoal	-175.832	-1,45%	-166.529	-1,97%	-163.443	-2,09%	5,59%	1,89%
Material e Serviços de Terceiros	-580.948	-4,79%	-452.229	-5,36%	-388.257	-4,95%	28,46%	16,48%
Depreciação e Amortização	-316.298	-2,61%	-290.723	-3,45%	-250.350	-3,19%	8,80%	16,13%
Custos de Desativação de Bens	1	0,00%	-24.746	-0,29%	-28.305	-0,36%	-100,00%	-12,57%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	-188.552	-1,55%	-81.540	-0,97%	-42.918	-0,55%	131,24%	89,99%
Perda de recebíveis de clientes	-62.978	-0,52%	-40.917	-0,48%	-28.910	-0,37%	53,92%	41,53%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-19.700	-0,16%	-28.684	-0,34%	-22.301	-0,28%	-31,32%	28,62%
Custo de Construção	-1.157.874	-9,54%	-969.072	-11,48%	-732.765	-9,35%	19,48%	32,25%
Outras Despesas Operacionais	-106.656	-0,88%	-126.551	-1,50%	-33.214	-0,42%	-15,72%	281,02%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	42.075	0,35%	26.090	0,31%	34.171	0,44%	61,27%	-23,65%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

EBITDA	1.235.493	10,18%	809.745	9,60%	763.864	9,75%	52,58%	6,01%
Resultado do Serviço	919.195	7,57%	519.022	6,15%	513.514	6,55%	77,10%	1,07%
Resultado Financeiro	-269.026	-2,22%	-150.345	-1,78%	-71.931	-0,92%	78,94%	109,01%
Receita Financeira	470.859	3,88%	220.534	2,61%	170.413	2,17%	113,51%	29,41%
Renda de aplicação financeira	7.026	0,06%	6.102	0,07%	13.145	0,17%	15,14%	-53,58%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	78.542	0,65%	63.502	0,75%	31.239	0,40%	23,68%	103,28%
Receita de ativo indenizável	-	0,00%	-	0,00%	97.178	1,24%	n/a	n/a
Reversão de atualização de CDE	-	0,00%	-12.400	-0,15%	-	0,00%	n/a	n/a
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	57236	0,47%	6.591	0,08%	-	0,00%	768,40%	n/a
Variações monetárias de dívida	3.962	0,03%	5.304	0,06%	1.497	0,02%	-25,30%	254,31%
Variação cambial da dívida	113.903	0,94%	99	0,00%	13.819	0,18%	114953,54%	-99,28%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/sw ap	194.984	1,61%	145.440	1,72%	5.267	0,07%	34,06%	2661,34%
Outras receitas financeiras	23.112	0,19%	9.561	0,11%	9.698	0,12%	141,73%	-1,41%
(-) PIS/COFINS sobre receitas financeiras	-7.906	-0,07%	-3.665	-0,04%	-1.430	-0,02%	115,72%	156,29%
Despesas financeiras	-739.885	-6,09%	-370.879	-4,39%	-242.344	-3,09%	99,49%	53,04%
Variações monetárias de Dívida	-117.953	-0,97%	-44.937	-0,53%	-34.535	-0,44%	162,49%	30,12%
Variação cambial de dívidas	-203.794	-1,68%	-146.614	-1,74%	-	0,00%	39,00%	n/a
Encargos de Dívidas	-134.038	-1,10%	-96.434	-1,14%	-129.593	-1,65%	38,99%	-25,59%
Encargos fundo de pensão	-6.788	-0,06%	-6.143	-0,07%	-9.067	-0,12%	10,50%	-32,25%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-38.194	0,00%	-	0,00%	-3.057	-0,04%	n/a	n/a
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-59.673	-0,49%	-26.770	-0,32%	-14.451	-0,18%	122,91%	85,25%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/sw ap - Marcação a mercado	-	0,00%	-	0,00%	-1.669	-0,02%	n/a	n/a
Instrumento financeiro derivativo - hedge/sw ap - Variação cambial	-114.382	-0,94%	-105	0,00%	-13.029	-0,17%	108835,24%	-99,19%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/sw ap - Juros	-34.766	-0,29%	-3.984	-0,05%	-6.586	-0,08%	772,64%	-39,51%
Juros capitalizados transferidos para o ativo contratual	295	0,00%	795	0,01%	10.252	0,13%	-62,89%	-92,25%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	-6.964	-0,06%	-5.092	-0,06%	-10.702	-0,14%	36,76%	-52,42%
IOF/IOC	-1.130	-0,01%	-774	-0,01%	-192	0,00%	45,99%	303,13%
Apropriação custo de transação	-2.864	-0,02%	-2.866	-0,03%	-2.588	-0,03%	-0,07%	10,74%
Comissão de fiança e seguro garantia	-4.731	-0,04%	-8.135	-0,10%	-6.554	-0,08%	-41,84%	24,12%
Custos pré-pagamento - BNDES	-	0,00%	-	0,00%	-2.347	-0,03%	n/a	n/a
Outras despesas financeiras	-14.903	-0,12%	-29.820	-0,35%	-18.226	-0,23%	-50,02%	63,61%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	650.169	5,36%	368.677	4,37%	441.583	5,63%	76,35%	-16,51%
Tributos e Outros	-161.582	-1,33%	-103.496	-1,23%	-87.022	-1,11%	56,12%	18,93%
IR e CSLL	-195.197	-1,61%	-149.576	-1,77%	-161.294	-2,06%	30,50%	-7,26%
Incentivo fiscal SUDENE	33.615	0,28%	46.080	0,55%	74.272	0,95%	-27,05%	-37,96%
Lucro Líquido do Período	488.587	4,02%	265.181	3,14%	354.561	4,52%	84,25%	-25,21%

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Comparativo do Resultado de 2021 x 2020

A Companhia encerrou 2021 com 4.403.603 unidades consumidoras (“consumidores”), 1,9% superior em relação à quantidade de consumidores registrado ao final do mesmo período do ano anterior. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 573,5 milhões.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Enel Distribuição Ceará no ano de 2021 apresentou um aumento de 1.176 GWh em relação ao ano de 2020, é explicado, principalmente, pelo aumento no número de clientes e do consumo devido a retomada das atividades econômicas com o fim do *lockdown*. Entre as classes, destacam-se o aumento do consumo nas classes residencial convencional, principalmente pelo aumento no número de clientes e setor público, devido a reabertura de órgão e instituições públicas, tais como colégios, creches etc.

A venda de energia no mercado cativo da Companhia apresentou um crescimento de 6,8%, justificado principalmente pelo aumento no número de clientes e do consumo devido a retomada das atividades econômicas com o fim do *lockdown*.

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. As melhorias observadas nos indicadores de qualidade durante o ano de 2021 são resultantes de um plano de ação estabelecido em conjunto com o regulador no final de 2020 que tem como objetivo diminuir as incidências nas redes de média e baixa tensão. O indicador DEC fechou 2020 em 12,02 (16,51 em 2020) enquanto o FEC encerrou o ano em 5,12 (6,30 em 2020).

A Companhia investiu R\$ 267,3 milhões no acumulado do ano, com o objetivo de evolução dos indicadores de qualidade operacional. As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 16,32% em 2021, permanecendo estável em relação às perdas registradas em 2020, de 16,30%. Desde 2020, o nível de perdas tem sido impactado pela pandemia do Covid-19 e a crise hídrica, onde observa-se deterioração das condições econômicas para o consumidor e aumento na identificação de irregularidades. A piora no índice de perdas também é reflexo da adequação dos períodos de faturamento dos clientes de média e alta tensão para o período civil de cada mês, a fim de atender a resolução 863/ANEEL.

Com relação ao Demonstrativo de Resultado apresentado na tabela do item h, apresenta-se a seguir as explicações referentes às principais variações ocorridas entre 2021 e 2020.

Receita Operacional

A receita operacional bruta da Companhia incrementou R\$ 3,7 bilhões em relação ao ano de 2020. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, em 2021, alcançou o montante de R\$ 11,0 bilhões, o que representa um aumento de 47,0% (R\$ 3,5 bilhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 7,5 bilhões. Um fator não recorrente que contribuiu parcialmente com essa melhora foi a reclassificação da linha de marcação a mercado de ativo indenizável que até o 3T21 era lançada como Receita Financeira. Reclassificação originalmente autorizada em 22 de fevereiro de 2021 conforme demonstrado em nota explicativa seguindo as orientações emanadas pelo CPC 23. A contabilização do ativo financeiro está diretamente ligada à atividade principal da Companhia e por essa razão, após análise detalhada, a Companhia entendeu que todas as receitas e atualizações monetárias relacionadas a tais ativos devem passar a ser contabilizadas como Receita Operacional. Esta rubrica totalizou R\$ 328,2 milhões no 2021, representando uma melhora de R\$ 202,5 milhões em comparação com 2020. Além desta razão, o aumento da receita operacional bruta é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento de R\$ 1,8 bilhão na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação a 2020, como resultado, principalmente, do maior volume de energia distribuída no período (12.916 GWh no 2021 vs. 11.740 GWh no 2020) além do reajuste médio tarifário de 8,54% aplicado a partir de abril de 2021 e o efeito da implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto;
- Aumento de R\$ 1,2 bilhão na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial, decorrente da maior constituição de ativo regulatório no período entre períodos;
- Aumento de R\$ 237,1 milhões na receita oriunda da venda de energia excedente (MVE), em razão, da

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- Companhia, no 2021, ter participado do mecanismo em maior volume; e
- Aumento de R\$ 110,2 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), impactado sobretudo pelos efeitos da pandemia.

Deduções da Receita

As deduções da receita em 2021 totalizaram R\$ 4,0 bilhões, contra R\$ 2,4 bilhões em 2020, aumento de 64,8% ou R\$ 1,6 bilhões, resultado, sobretudo, do aumento dos tributos, conforme detalhado abaixo:

- Aumento de 34,0% (R\$ 724,6 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e PIS/COFINS corrente, com aumentos de R\$ 470,5 milhões e R\$ 252,8 milhões, respectivamente, em função de maior receita operacional;
- Aumento de R\$ 859,9 milhões nos encargos setoriais relativo, principalmente na linha de Encargos do consumidor – CCRBT (Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias), cujo aumento deve-se a implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto de 2021.

Custo do Serviço/Despesa Operacional

Os custos e despesas operacionais em 2021 alcançaram R\$ 7.190,3 milhões, um incremento de R\$ 1,7 bilhões em relação ao ano de 2020. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia, em 2021, alcançaram o montante de R\$ 6.032,4 milhões, o que representa um aumento de 33,9% (R\$ 1,5 bilhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 4.505,0 milhões. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Custos e despesas não gerenciáveis com aumento de R\$ 1,3 bilhão, 39,3% superior ao registrado em 2020, decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento nos encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R\$ 567,7 milhões;
- Aumento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda R\$ 736,7 milhões.

Custos e despesas gerenciáveis com aumento de R\$ 411,9 milhões, 19,1% superior ao registrado em 2020. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da companhia em 2021, alcançaram o montante de R\$ 1.408,9 milhões, 18,8% ou R\$ 223,1 milhões superior ao montante registrado 2020, de R\$ 1.185,8 milhões. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:

- Aumento nos gastos com manutenção e intervenções na rede, objetivando melhoria da qualidade; e
- Aumento de provisão para Créditos de Liquidação duvidosa no montante de R\$ 107,0 milhões explicado pela (i) crise econômica, com deterioração do poder de consumo e pagamento da população, por conta da pandemia e aumento da conta de energia, (ii) aumento da taxa de juros SELIC e, (iii) aumento do custo de energia.

EBITDA

O EBITDA da Companhia em 2021 atingiu o montante de R\$ 1,2 bilhão, o que representa um aumento de R\$ 425,7 milhões em relação ao mesmo período de 2020, resultado impactado pelo efeito positivo da reclassificação da linha de marcação a mercado de ativo indenizável e pelo aumento da receita operacional conforme explicado anteriormente. A margem EBITDA da Companhia em 2021 foi de 15,24%, aumento de 1,73 p.p. em relação a 2020. A margem EBITDA ex custo de construção da Companhia em 2021 foi de 17,77%, o que representa um incremento de 1,65 p.p. em relação a 2020.

Resultado Financeiro

As despesas financeiras líquidas da Companhia totalizaram R\$ 269,0 milhões, resultado maior do que o registrado em 2020 de R\$ 118,7 milhões.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Essa variação explica-se, sobretudo, pela:

- (i) aumento de R\$ 37,6 milhões nas despesas de encargos, que ocorreu devido principalmente ao aumento de 1,63% do CDI (4,44% em 2021 x 2,77% em 2020), somado à um aumento no volume de empréstimos contratados em 2021 para financiar investimentos e capital de giro; e
- (ii) aumento de R\$ 73,0 milhões na despesa de variação monetária de dívida devido ao aumento do índice de IPCA no período, 5,30% (10,06% em 2021 x 4,52% em 2020).

Este efeito foi parcialmente compensado pelo:

- (i) diminuição aumento de R\$ 15,0 milhões na rubrica de juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes.

Tributos e Outros

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) em 2021 registraram um aumento de R\$ 58,1 milhões em relação ao ano de 2020. Esta variação decorre, principalmente, da maior base de cálculo desses tributos.

Lucro Líquido do Período

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a companhia registrou em 2021 um lucro líquido de R\$ 488,6 milhões, valor R\$ 223,4 milhões superior ao registrado no ano de 2020. A margem líquida em 2021 alcançou 6,02%. Excluindo-se a receita de custo de construção, a margem líquida da Companhia atingiu 7,03% (5,28% em 2020).

Endividamento e Liquidez

A dívida bruta da Companhia encerrou o 2021 em R\$ 3.714 milhões, um incremento de R\$ 1.289 milhões em relação ao 2020. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para investimentos e capital de giro (R\$ 610 milhões captados com Scotiabank, R\$ 270 milhões com o BNP Paribas, R\$ 280 milhões com o Sumitomo, R\$ 500 milhões com a Enel Finance International N.V. e R\$ 212 milhões com a Enel Brasil), em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 287 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 763 milhões e R\$ 117 milhões.

A Companhia encerrou 2021 com o custo médio da dívida no período de 9,86% a.a..

Colchão de Liquidez*

Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a Companhia utiliza-se de linhas de crédito para capital de giro, imediatamente disponíveis por meio de contratos firmados com bancos de primeira linha no valor de R\$ 80 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 800 milhões.

Devido uma maior necessidade de financiamento para realização de investimentos e cobertura de capital de giro da Companhia, a Aneel aprovou a ampliação do limite de mútuo em R\$ 600 milhões, através do despacho Nº 1.540 de 28 de maio de 2021, e posteriormente mais R\$ 500 milhões (despacho Nº 3.754 de 24 de novembro de 2021), totalizando um montante de R\$ 1.900 milhões.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 09 de setembro de 2021, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

Comparativo do Resultado de 2020 x 2019

A Companhia encerrou 2020 com 4.319.446 unidades consumidoras (“consumidores”), 10,3% superior em relação à quantidade de consumidores registrado ao final do mesmo período do ano anterior. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 606,4 milhões.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Enel Distribuição Ceará no ano de 2020 apresentou uma redução de 427 GWh em relação ao ano de 2019, explicado, principalmente, pela pandemia do Covid-19 e aplicação de medidas de restrição de atividade e circulação de pessoas vigentes em nossa área de concessão durante o ano de 2020, resultando em significativa redução de consumo médio. Contribuíram também os efeitos da migração de clientes do Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) para o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”).

A venda de energia no mercado cativo da Companhia apresentou uma redução 3,7%, justificado principalmente pela redução nas classes Comercial e Industrial, em função dos impactos da pandemia do Covid-19, mencionados anteriormente.

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. Ambos os indicadores apresentaram um incremento em 2020 comparado a 2019, devido, principalmente a redução no número de equipes de atendimento emergencial por causa da Pandemia da COVID-19 e ao elevado volume de chuvas registrado no período, contribuindo para o maior número de interferências na rede. Foi estabelecido um plano de melhoria desses indicadores em conjunto com o regulador e tem-se observado que as ações tomadas no último trimestre de 2020 para diminuir as incidências nas redes de Média Tensão e Baixa Tensão começaram a mostrar resultado a partir do mês de dezembro de 2020. O indicador DEC fechou 2020 em 16,51 (14,08 em 2019) enquanto o FEC encerrou o ano em 6,30 (5,78 em 2019).

A Companhia investiu R\$ 94,8 milhões no acumulado do ano, com o objetivo de evolução dos indicadores de qualidade operacional. As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 16,23% em 2020, um aumento de 2,37 p.p. em relação às perdas registradas em 2019, de 13,86%. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 39,0 milhões* no combate às perdas.

Com relação ao Demonstrativo de Resultado apresentado na tabela do item h, apresenta-se a seguir as explicações referentes às principais variações ocorridas entre 2020 e 2019.

Receita Operacional

A Companhia encerrou 2020 com 4.319.446 unidades consumidoras (“consumidores”), 10,3% superior em relação à quantidade de consumidores registrado ao final do mesmo período do ano anterior. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 606,4 milhões.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Enel Distribuição Ceará no ano de 2020 apresentou uma redução de 427 GWh em relação ao ano de 2019, explicado, principalmente, pela pandemia do Covid-19 e aplicação de medidas de restrição de atividade e circulação de pessoas vigentes em nossa área de concessão durante o ano de 2020, resultando em significativa redução de consumo médio. Contribuíram também os efeitos da migração de clientes do Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) para o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”).

A venda de energia no mercado cativo da Companhia apresentou uma redução 3,7%, justificado principalmente pela redução nas classes Comercial e Industrial, em função dos impactos da pandemia do Covid-19, mencionados anteriormente.

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. Ambos os indicadores apresentaram um incremento em 2020 comparado a 2019, devido, principalmente a redução no número de equipes de atendimento emergencial por causa da Pandemia da COVID-19 e ao elevado volume de chuvas registrado no período, contribuindo para o

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

maior número de interferências na rede. Foi estabelecido um plano de melhoria desses indicadores em conjunto com o regulador e tem-se observado que as ações tomadas no último trimestre de 2020 para diminuir as incidências nas redes de Média Tensão e Baixa Tensão começaram a mostrar resultado a partir do mês de dezembro de 2020. O indicador DEC fechou 2020 em 16,51 (14,08 em 2019) enquanto o FEC encerrou o ano em 6,30 (5,78 em 2019).

A Companhia investiu R\$ 94,8 milhões no acumulado do ano, com o objetivo de evolução dos indicadores de qualidade operacional. As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 16,23% em 2020, um aumento de 2,37 p.p. em relação às perdas registradas em 2019, de 13,86%. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 39,0 milhões* no combate às perdas.

Com relação ao Demonstrativo de Resultado apresentado na tabela do item h, apresenta-se a seguir as explicações referentes às principais variações ocorridas entre 2020 e 2019.

Receita Operacional

A receita operacional bruta da Companhia incrementou R\$ 414,1 milhões em relação ao ano de 2019. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, em 2020, alcançou o montante de R\$ 7,3 bilhões, o que representa um aumento de 2,5% (R\$ 177,8 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 7,1 bilhões. Este aumento reflete o efeito líquido dos seguintes fatores:

Ativos e passivos financeiros setoriais (aumento de R\$ 202,7 milhões): este aumento deve-se basicamente à constituição de ativo regulatório no período; e

Subvenção de baixa renda (aumento de R\$ 68,9 milhões): aumento decorrente principalmente do resultado do auxílio promovido pela Medida Provisória 950.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

Venda de Energia Excedente - MVE (redução de R\$ 118,4 milhões): em razão, da companhia, em 2020, ter participado do mecanismo em menor volume;

Deduções da Receita

As deduções da receita em 2020 totalizaram R\$ 2.384,9 milhões, contra R\$ 2.461,1 milhões em 2019, redução de 3,1% ou R\$ 76,2 milhões, resultado, sobretudo, da redução de encargos setoriais, principalmente quotas da CDE.

Custo do Serviço/Despesa Operacional

Os custos e despesas operacionais em 2020 alcançaram R\$ 5.474,0 milhões, um incremento de R\$ 660,8 milhões em relação ao ano de 2019. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia, em 2020, alcançaram o montante de R\$ 4.505,0 milhões, o que representa um aumento de 9,4% (R\$ 424,5 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 4.080,4 milhões. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Custos e despesas não gerenciáveis com aumento de R\$ 162,2 milhões, 5,1% superior ao registrado em 2019, decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento nos encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R\$ 123,5 milhões, sobretudo referente as rubricas de ESS – encargos do serviço do sistema, incluindo segurança energética, refletindo medidas de mitigação dos impactos da pandemia do COVID-19 concedidas pela ANEEL; e
- Aumento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda R\$ 38,7 milhões.

Custos e despesas gerenciáveis com aumento de R\$ 498,6 milhões, 13,7% superior ao registrado em 2019. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da companhia em 2020, alcançaram o montante de R\$ 1.185,8 milhões, 24,4% ou R\$ 262,3 milhões superior ao montante registrado 2019, de R\$ 923,5 milhões. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

- Aumento de R\$ 64,0 milhões com despesas de materiais e serviços de terceiros, decorrente, sobretudo, da adequação de processos técnicos e comerciais visando à melhoria da qualidade de atendimento e do fornecimento de energia elétrica, bem como a aquisição de equipamentos de proteção individual no contexto de prevenção ao COVID-19, e adequações tecnológicas;
- Aumento de R\$ 38,6 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em razão do efeito negativo provocado pela deterioração econômica registrada no trimestre decorrente da pandemia do COVID-19, além da suspensão dos cortes de energia por meio da REN 878/20, da ANEEL;
- Menor receita de multa por impontualidade de clientes, em R\$ 12,0 milhões, conforme mencionado anteriormente;
- Aumento de R\$ 93,3 milhões no grupo de outras despesas operacionais, justificado principalmente pelo resultado da reconciliação dos saldos contábeis com os sistemas comerciais.

EBITDA

O EBITDA da Companhia em 2020 atingiu o montante de R\$ 684,0 milhões, o que representa um aumento de R\$ 130,2 milhões em relação ao ano de 2019. A margem EBITDA da Companhia em 2020 foi de 11,66%, com redução de 3,48 p.p. em relação a 2019. A margem EBITDA ex custo de construção da Companhia em 2020 foi de 13,96%, o que representa um incremento de 3,57 p.p. em relação a 2019.

Resultado Financeiro

As despesas financeiras líquidas da Companhia totalizaram R\$ 24,6 milhões, resultado melhor do que o registrado em 2019 de R\$ 71,9 milhões.

Essa variação explica-se, sobretudo, pela:

- (ii) aumento da receita de ativo indenizável, em um montante de R\$ 28,6 milhões, em função do reconhecimento dos efeitos da revisão tarifária, atualizados pela variação do IPCA acumulado;
- (iii) aumento na receita de Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes no montante de R\$ 32,3 milhões, em comparação com o ano de 2019; e
- (iv) diminuição de encargos de dívidas e juros de debêntures, em R\$ 33,2 milhões, decorrente principalmente do menor CDI do período. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento na atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas no montante de R\$ 12,3 milhões em relação ao ano anterior e maior despesa com variações monetárias de dívida e debêntures atreladas ao IPCA.

Tributos e Outros

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) em 2020 registraram um aumento de R\$ 16,5 milhões em relação ao ano de 2019. Esta variação decorre, principalmente, da redução do incentivo fiscal SUDENE.

Lucro Líquido do Período

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a companhia registrou em 2020 um lucro líquido de R\$ 265,2 milhões, valor R\$ 139,7 milhões inferior ao registrado no ano de 2019. A margem líquida em 2020 alcançou 4,52%. Excluindo-se a receita de custo de construção, a margem líquida da Companhia atingiu 5,41% (8,72% em 2019).

Endividamento e Liquidez

A dívida bruta da Companhia encerrou 2020 em R\$ 2.425,8 milhões, um incremento de R\$ 226,0 milhões em relação a 2019. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para investimentos e capital de giro (R\$ 500 milhões captados por meio de operações bancárias 4131 e R\$ 663 mil em operação subsidiada junto ao FINEP), em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no

10.1 - Condições Financeiras E Patrimoniais Gerais

montante de R\$ 145 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 331 milhões e R\$ 94 milhões.

A Companhia encerrou 2020 com o custo médio da dívida no período de 5,91% a.a., ou CDI + 3,05% a.a.

Colchão de Liquidez*

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro de 2020, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 80 milhões em linha de crédito bancária para uso em eventual necessidade imediata de caixa.

Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 800 milhões.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 14 de setembro de 2020, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

10.2 Os diretores devem comentar:

a. resultados das operações do emissor, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita;

A receita da Companhia dos exercícios findos em 2019, 2020 e 2021 é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia dos consumidores da área de concessão. A tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL, sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas podem afetar a receita da Coelce. Além disso, o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia reflete as mudanças na economia do Estado do Ceará (área de concessão da Coelce). Os Diretores entendem que o consumo e a demanda de energia elétrica na área de concessão e as tarifas de energia elétrica são fatores fundamentais que influenciam os resultados, uma vez que são diretamente dependentes do desempenho da economia. O consumo de energia apresenta forte correlação com a atividade econômica, produção industrial, nível de renda e disponibilidade de crédito e condições climáticas (principalmente no caso de temperaturas elevadas). Os mecanismos de reajustes e revisões das tarifas consideram variáveis macroeconômicas, principalmente a inflação, medida pelos índices IGP-M e IPCA. Estes indicadores, entre outros, também reajustam boa parte dos contratos de prestação de serviços da Companhia. Além destes indicadores, a evolução das taxas de juros impacta o resultado financeiro.

Os resultados das operações da Companhia são significativamente afetados por inúmeros fatores, inclusive: alteração nos custos da Companhia, incluído o preço de energia; alterações nas tarifas de energia que a Companhia poderá cobrar de seus clientes decorrente de revisão e reajustes tarifários homologados pela ANEEL; disponibilidade de energia para atendimento sem restrições ao mercado; condições econômicas no Brasil em geral e na área de concessão da Companhia mudanças na regulação e legislação do setor elétrico; resultados das disputas judiciais e contingências.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais.

2021

Em 2021, a receita pelo Fornecimento de Energia Elétrica atingiu um montante de R\$ 8.002,8 milhões, resultado do maior volume de energia vendida no mercado cativo (10.316 GWh em 2021 versus 9.659 GWh em 2020), decorrente principalmente, do aumento do consumo na classe residencial convencional, principalmente pelo aumento no número de clientes e setor público, devido a reabertura de órgão e instituições públicas, tais como colégios, creches etc., e do efeito do reajuste tarifário, homologado em 22 de abril de 2021, de +8,95% em média.

2020

Em 2020, o resultado operacional da empresa sofreu os impactos da pandemia da Covid-19. Conforme os efeitos da COVID-19 avançaram e tornaram-se pandêmicos, a Companhia observou uma tendência crescente em sua provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa - PECLD, parcialmente explicado pela crise financeira, principalmente a deterioração do poder de consumo e pagamento da população, por conta da COVID-19. Diversos estados e municípios, adotaram e ainda adotam o distanciamento social, o que, por sua vez, tem causado a deterioração de diversos setores da economia, colocando em dificuldades financeiras e operacionais empresas de pequeno e médio porte e, conseqüentemente, aumentando o desemprego. Diante dessa situação, a Companhia tem implementado ações para aumentar a eficiência e a arrecadação de contas de energia em atraso.

Como resposta à pandemia, a ANEEL adotou algumas medidas temporárias a fim de preservar a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica por meio da resolução normativa 878/2020. Dentre essas medidas, pode-se citar (i) a vedação temporária da suspensão de fornecimento por inadimplência de consumidores residenciais e de serviços essenciais, entre outras situações específicas, e (ii) a suspensão temporária de

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

algumas exigências regulatórias, tais como a suspensão do atendimento presencial ao público e permissão de substituição de faturas impressas por eletrônicas, priorizando os meios digitais, os atendimentos de urgência/emergência e a manutenção do fornecimento de energia elétrica nas instalações, assim como os pedidos de ligação ou aumento de carga para locais de tratamento da população e os que não necessitem de obras para efetivação.

Além disso, com o intuito de minimizar os impactos da pandemia e proporcionar liquidez para as distribuidoras, o Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020 autorizou a criação da CONTA-COVID, cuja gestão será da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Um montante de R\$ 530,4 milhões foi recebido integralmente pela Companhia durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

A receita pelo Fornecimento de Energia Elétrica atingiu um montante de R\$ 6.146 milhões, resultado do menor volume de energia vendida no mercado cativo (9.646 GWh em 2020 versus 10.012 GWh em 2019), decorrente sobretudo, da redução do consumo nas classes industrial e comercial decorrente da atual pandemia do COVID-19, e conseqüente agravamento do contexto econômico na área de concessão, com medidas de restrição de atividade e circulação de pessoas. Essa redução foi parcialmente compensada pelo efeito do reajuste tarifário, homologado em 14 de abril de 2020, de +3,94% em média.

2019

Em 2019, a receita pelo fornecimento de energia elétrica atingiu um montante de R\$ 6.136 milhões, representando 78% da receita bruta total. Neste período, a receita oriunda do fornecimento de energia elétrica foi impactada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Efeito da Revisão Tarifária em 2019, aplicado a partir de 22 de abril de 2019, que incrementou as tarifas da Companhia em 8,22% em média; e
- (ii) Aumento de 2,3% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (10.012 GWh em 2019 versus 9.790 GWh em 2018).

Outro fator que impactou a receita em 2019 foram: reclassificação, em 2019, da receita de bandeiras tarifárias para a rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais (R\$ 175 milhões em 2019 vs. R\$ 180 milhões em 2018), que reduziu a linha de outras receitas em R\$ 155 milhões. Este efeito foi parcialmente compensado pelo aumento das tarifas de uso mútuo, devidas por empresas de telefonia e internet que utilizam os postes da Enel Distribuição Ceará na prestação de seus serviços. Além disso, a Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda sofreu uma redução de R\$ 44 milhões devido à reclassificação da taxa de energia (TE) dos clientes livres para a rubrica de fornecimento de energia elétrica.

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

As receitas da Companhia podem ser impactadas por oscilações no consumo e demanda de energia elétrica, e pelas tarifas de energia, reajustadas segundo os mecanismos previstos no Contrato de Concessão da Coelce e regulados pela Aneel. Tais mecanismos preveem revisões tarifárias a cada quatro anos, em que as tarifas são calculadas visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, cobertura de seus custos e retorno sobre investimentos. Entre as revisões tarifárias, ocorrem reajustes tarifários anuais, que visam a repassar para as tarifas as variações nos custos não gerenciáveis da concessionária, e garantir o repasse da inflação.

Além disso, as receitas da Companhia podem ser impactadas por variações no mix de vendas em função do crescimento diferenciado entre as classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural e outras), que apresentam tarifas diferenciadas.

Além desses fatores, alterações no ambiente regulatório também podem impactar a receita da Companhia.

Bandeiras Tarifárias

Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), o sistema de bandeiras tarifárias estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

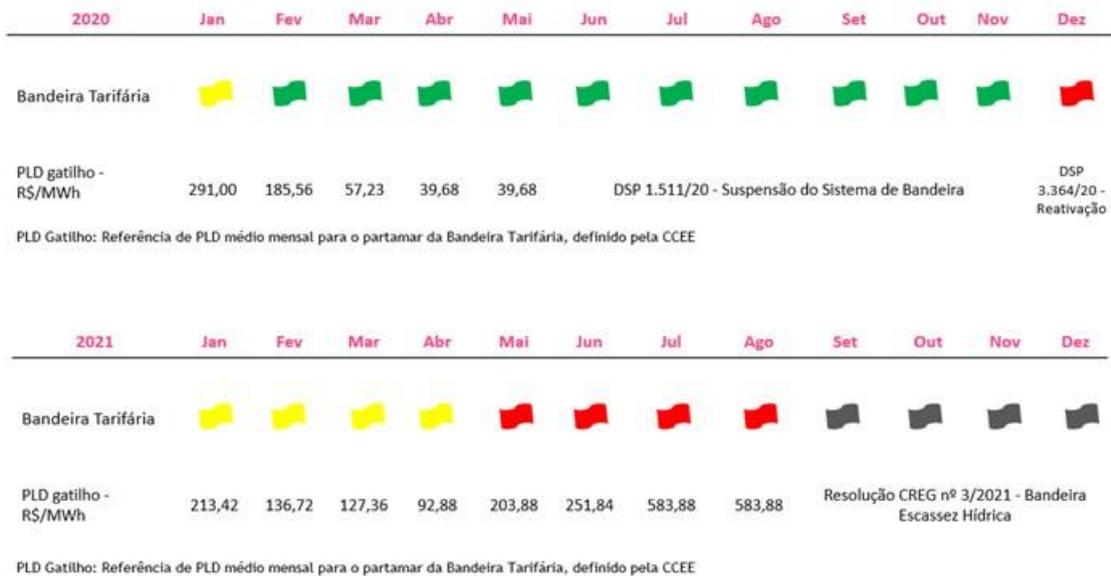
- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A partir de 01/07/21 – A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,874 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.888/21).
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/07/21 – As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 3,971 (patamar 1) e R\$ 9,492 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.888/21).

O primeiro trimestre de 2021 foi marcado pela recuperação lenta dos níveis de reservatórios hidráulicos, assim a ANEEL publicou o acionamento da bandeira amarela para os meses de janeiro de 21 a março de 21. Com a piora do cenário hidrológico, a bandeira vermelha patamar 1 foi acionada em maio de 2021 e em junho foi acionada a bandeira vermelha patamar 2.

O terceiro trimestre foi marcado pelo agravamento hidrológico do sistema elétrico brasileiro, nos meses de julho e agosto a bandeira vermelha patamar 2 ainda foi acionada. Além disso, em 31 de agosto de 2021, o Governo Federal determinou à ANEEL, por meio da Resolução CREG nº 3/2021, a implantação da Bandeira Escassez Hídrica a ser aplicada aos clientes cativos exceto os clientes Baixa Renda que continuarão a terem os valores de bandeira dentre os patamares já conhecidos (REH 2.888/21).

A Bandeira Escassez Hídrica possui vigência de setembro de 2021 à abril de 2022, e durante este período, a tarifa será acrescida de R\$ 14,20 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

As bandeiras tarifárias que vigoraram no ano de 2020 e 2021, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir.



Reajuste Tarifário 2021

Em 22 de abril de 2021, a ANEEL homologou o índice de Reajuste Tarifário Anual da Enel Distribuição Ceará, a vigorar a partir de 22 de abril de 2021 até 21 de abril de 2022, que conduziu ao efeito médio percebido pelos consumidores de 8,95%.

Reajuste Tarifário 2020

Em 14 de abril de 2020, a ANEEL homologou o índice de Reajuste Tarifário Anual da Enel Distribuição Ceará, a vigorar a partir de 22 de abril de 2020 até 21 de abril de 2021, que conduziu ao efeito médio percebido pelos consumidores de 3,94%, sendo 3,78% para os consumidores em alta tensão e 4,00% para os consumidores em baixa tensão.

10.2 - Resultado Operacional E Financeiro

No entanto, em função da pandemia do coronavírus, os efeitos de aplicação das tarifas provenientes deste processo tarifário foram suspensos até o dia 30 de junho de 2020 com a manutenção da aplicação das tarifas atualmente vigentes, constantes da Resolução Homologatória nº 2.530/2019.

Porém, foi reconhecido o direito da Enel CE referente à não aplicação das tarifas homologadas no período, em valor estimado de R\$ 36,2 milhões. Esse montante formou uma CVA positiva que será repassada via tarifa a partir do próximo reajuste tarifário em 2021.

Além disso, a empresa foi autorizada a realizar a dedução no valor do recolhimento das cotas mensais da CDE à CCEE para as competências de maio, junho e julho de 2020 (de R\$ 12,1 milhões mensais). Contudo, deverá recompor tais valores ao fundo setorial a partir da competência de agosto de 2020, com a devida correção dos valores pela Taxa Selic.

Revisão Tarifária 2019

Em 18/04/19, a Aneel homologou o resultado da quinta revisão tarifária periódica da Enel Distribuição Ceará, que vigorou a partir de 22 de abril de 2019, consolidada por meio das contribuições aportadas na Audiência Pública nº NT_67- 2019_SGT. O resultado conduz a um efeito médio percebido pelo consumidor de 8,22%, sendo de 7,87% para os consumidores conectados na alta tensão e de 8,35% para os consumidores conectados para a baixa tensão. Fixou a componente T (Trajetória dos custos operacionais) do fator X em 1,17%, perdas técnicas de 9,52% sobre energia injetada e perdas não técnicas de 7,56% sobre o mercado de Baixa Tensão.

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.

Além dos itens referentes aos volumes e mix de consumo e demanda de energia elétrica, e dos efeitos das variações das tarifas elencados no item 10.2.b, o resultado operacional da Coelce é influenciado pelo impacto da inflação e variação de preços de commodities sobre os custos e despesas operacionais da Companhia, notadamente com os custos de pessoal e com contratos de prestação de serviços e aquisição de materiais. A inflação e a taxa de juros afetam os negócios, essencialmente, pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de algumas dívidas a serem corrigidos pela inflação e/ou estarem atrelados à taxa de juros básica.

A situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação, pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia que refletem oferta e demanda, além das características da fonte da energia comercializada. As oscilações nos preços da energia comprada e os encargos setoriais ambos homologados anualmente pela ANEEL são reconhecidos nas tarifas cobradas dos consumidores. Desta forma, a maioria de seus custos e despesas é denominada em Reais e está atrelada aos índices de inflação. Além disso, a Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui dívida significativa denominada em moeda estrangeira.

10.3 - Eventos Com Efeitos Relevantes, Ocorridos E Esperados, Nas Demonstrações Financeiras

10.3 Os diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera quevenham 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. Além disso, a Companhia não prevê efeitos futuros relativos a estes fatos.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária;

Não aplicável em razão de não ter havido constituição, aquisição ou alienação de participação societária no período. Além disso, a Companhia não prevê efeitos futuros relativos a estes fatos.

c. eventos ou operações não usuais.

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no período. Além disso, a Companhia não prevê efeitos futuros relativos a estes fatos.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

10.4 Os diretores devem comentar:

a. mudanças significativas nas práticas contábeis.

2021

A Companhia avaliou os novos pronunciamentos ou alterações realizadas aos pronunciamentos já existentes, e quando aplicável, os implementou conforme requerido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

As novas normas contábeis ou aquelas alteradas que passaram a vigorar para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2021 estão evidenciadas a seguir:

(a) Alterações ao CPC 06 (R2) – Arrendamentos | IFRS 16 - Leases

O CPC 06 (R2) equivalente à norma internacional de contabilidade, IFRS 16, foi alterado com o objetivo de determinar os procedimentos e critérios contábeis para o devido registro de benefícios concedidos aos arrendatários pelos arrendadores através de alterações de contratos de arrendamentos em decorrência da pandemia de Covid-19.

(i) A alteração em questão permite a utilização de um expediente prático para a contabilização de alterações contratuais temporárias em decorrência da Covid-19, que devem, obrigatoriamente, atender a todas as características descritas a seguir:

(ii) A alteração nos pagamentos do arrendamento resulta em uma contraprestação revista para o arrendamento que é substancialmente igual ou inferior à contraprestação para o arrendamento imediatamente anterior à alteração;

(iii) Qualquer redução nos pagamentos de arrendamento afeta apenas os pagamentos originalmente devidos em ou antes de 30 de junho de 2021; e

(iv) Não há alteração substancial de outros termos e condições do contrato de arrendamento.

A revisão do CPC 06 (R2), bem como a aplicação do expediente prático não resultaram em alterações materiais para a política contábil sobre contratos de arrendamento atualmente utilizada pela Companhia.

(b) Alterações aos CPC 38, CPC 40 (R1) e CPC 48 – Instrumentos financeiros, reconhecimento e mensuração, evidenciação e instrumentos financeiros | IFRS 07 – Financial instruments: Disclosures e 09 – Financial Instruments

Os pronunciamentos contábeis supracitados foram alterados em virtude da recente reforma realizada sobre as taxas interbancárias oferecidas (IBORs), tais taxas são referências de juros, como por exemplo, LIBOR, EURIBOR e TIBOR. Dessa forma, o IASB emitiu a reforma da taxa de juros de referência que resultou na alteração das IFRS 07 e IFRS 09. Tais alterações modificam, principalmente, as exigências específicas de contabilização de hedge para permitir a manutenção da contabilização destes instrumentos de proteção durante o período de incerteza gerado pela reforma da taxa de juros de referência.

2020

As demonstrações financeiras da Companhia foram preparadas e apresentadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020 de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatórios financeiros (*Internacional Financial Reporting Standards – IFRS*), emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB.

A Companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das demonstrações financeiras. Dessa forma, as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Administração da Companhia na sua gestão.

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

2019

A Companhia aplicou pela primeira vez determinadas alterações às normas em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2019 ou após esta data. A Companhia decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenha sido emitida, mas ainda não vigente.

A natureza e o impacto de cada uma das novas normas e alterações são descritos a

seguir: CPC 06 (R2) | IFRS 16 – Arrendamentos

A norma estabelece princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos, exigindo que os arrendatários reconheçam todos os arrendamentos conforme um único modelo através do balanço patrimonial, ou seja, o reconhecimento do ativo de direito de uso e o passivo de arrendamento, este modelo é aplicável para substancialmente todos os contratos de arrendamentos, exceto àqueles contratos que por definição atendem ao expediente prático da norma. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas Demonstrações Contábeis dos arrendadores ficam substancialmente mantidos.

A Companhia adotou o CPC 06 (R2) com o efeito cumulativo a partir de 1º de janeiro 2019, utilizando os expedientes práticos para os contratos de arrendamento cujo (i) prazo de duração inferior ou igual a 12 meses a partir da data de adoção inicial (curto prazo), e (ii) arrendamento para qual o ativo subjacente é de baixo valor, como celulares, impressoras e equipamentos de autoatendimento. A adoção do CPC 06 (R2) gerou um aumento do ativo pelo reconhecimento do direito de uso dos ativos arrendados (ativo imobilizado arrendado) e o respectivo aumento do passivo, conforme conciliação demonstrada a seguir:

Impacto na adoção inicial:	Terreno	Imóveis	Veículos	Total
Pagamentos mínimos de arrendamento para os contratos	518	20.446	1.835	22.799
Impacto da taxa de desconto	(33)	(2.616)	(111)	(2.760)
Ativo de direito de uso	485	17.830	1.724	20.039
Passivo de arrendamento	485	17.830	1.724	20.039

Adicionalmente, as despesas relacionadas aos contratos de arrendamentos operacionais são reconhecidas através da despesa de amortização do direito de uso dos ativos e da despesa financeira de juros sobre as obrigações de arrendamento. O quadro a seguir demonstra os impactos no resultado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

Impacto sobre a demonstração do resultado – aumento (redução) das despesas:

31.12.2019

Despesa com depreciação e amortização	7.320
Despesa de arrendamento operacional incluída em serviços de terceiros e outras receitas e despesas operacionais	<u>(7.221)</u>
Resultado do serviço (Lucro bruto)	99
Despesas financeiras	1.110
Impacto de tributos e contribuições sociais diferidos	<u>(411)</u>
Total - impacto na despesa líquida	<u>798</u>

Com relação ao fluxo de caixa, o impacto foi um aumento líquido no caixa gerado pelas atividades operacionais e uma redução nas atividades de financiamento, uma vez que as amortizações das parcelas relacionadas ao principal dos passivos de arrendamentos são classificadas como atividades de financiamento.

As Demonstrações contábeis foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), que, por sua vez, estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

As Demonstrações contábeis foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens: Instrumentos financeiros – mensurados a valor justo por meio do resultado; Instrumentos financeiros - disponíveis para venda; Contingências e Benefício a empregados.

A elaboração de Demonstrações contábeis requer o uso de certas estimativas contábeis e também o exercício de julgamento por parte da Administração. Áreas consideradas significativas e que requerem maior nível de julgamento e estão sujeitas a estimativas incluem: receita não faturada, imposto de renda e contribuição social diferidos, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, provisões para riscos tributários, ambientais, cíveis e trabalhistas, benefícios pós-emprego, intangível (amortização) e instrumentos financeiros.

Adicionalmente, a Companhia considerou as orientações emanadas da Orientação Técnica OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas Demonstrações contábeis. Desta forma, as informações relevantes próprias das Demonstrações contábeis estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas pela Administração na suagem.

As políticas contábeis significativas adotadas pela Companhia estão descritas nas notas explicativas específicas, relacionadas aos itens apresentados. Aquelas aplicáveis, de modo geral, em diferentes aspectos das Demonstrações contábeis.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis;

2021

Reclassificações de saldos comparativos

A Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu ao seguinte ajuste e reclassificação nas suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2020, originalmente autorizadas em 22 de fevereiro de 2021 conforme demonstrado a seguir, seguindo as orientações emanadas pelo CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

As mudanças efetuadas não alteram o total dos ativos, passivos e do patrimônio líquido.

(a) A Companhia revisou suas políticas contábeis e concluiu que a atualização do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentada sob a rubrica de “Receita financeira”, no resultado financeiro, embora aceita poderia ser também melhor classificada no grupo de receitas operacionais, alinhando sua política com a de distribuidora do mesmo grupo econômico, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica. Trata-se nesse caso, de uma mudança de política contábil e não de correção ou retificação de erro. Tal conclusão está suportada no fato de que:

- O retorno dos negócios de distribuição, sobre o investimento em infraestrutura, é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura mais a taxa de “WACC”;
- Investir em infraestrutura é a atividade precípua de seu negócio, e o seu modelo de gestão está suportado em controlar a construção, manutenção e operação dessa infraestrutura;
- As receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato de esses dois ativos contábeis integrarem a base regulatória de remuneração. E as receitas tarifárias estão totalmente registradas como parte da “Receita Operacional Líquida”;
- A mudança dessa política contábil não implica que a política contábil anterior estava errada, mas sim que a atual é mais adequada para representar a essência econômica dos contratos de distribuição de energia elétrica. Importante enfatizar que a política contábil anterior era uma política contábil permitida e de acordo com as normas internacionais de contabilidade, e que até então foi julgada como adequada;
- A maioria das companhias de distribuição de energia elétrica no Brasil já adota essa mudança em suas políticas contábeis melhorando a comparabilidade das demonstrações contábeis entre as empresas do setor.

A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 – Contrato de Concessão. O impacto deste assunto no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 é uma reclassificação de R\$ 125.733

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

mil da receita financeira para o resultado operacional.

(b) Encargos do consumidor (CCRBT), classificados como “Deduções da receita”, anteriormente apresentados como “Fornecimento de energia elétrica”, no montante de R\$ 60.484 mil.

2020

A Companhia avaliou os novos pronunciamentos ou alterações realizadas aos pronunciamentos já existentes, e quando aplicável, os implementou conforme requerido pelo CPC.

As novas normas contábeis ou aquelas alteradas que passaram a vigorar para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2020 estão evidenciadas a seguir:

a) Alterações ao CPC 00 (R2) | Conceptual Framework – Estrutura conceitual para relatório financeiro

O CPC 00 (R2) – Estrutura conceitual para relatório financeiro, equivalente ao pronunciamento do IASB conhecido como Conceptual Framework, foi alterado com o objetivo de refletir os conceitos ajustados pelo IASB, como a seguir:

- Melhoria quanto às definições acerca do objetivo do relatório financeiro, ativos, passivos, patrimônio líquido, receitas e despesas em diversos aspectos;
- Define critérios para inclusão de ativos e passivos nas demonstrações contábeis (reconhecimento) e orientação sobre quando removê-los (desreconhecimento);
- Bases de mensuração e orientação sobre quando e como utilizá-las; e
- Determina conceitos e estabelece orientações quanto a apresentação e divulgação das demonstrações financeira e notas explicativas, bem como a definição de materialidade.

As alterações estabelecidas pela norma mencionada foram, quando aplicável, devidamente adotadas pela Companhia.

b) Alterações ao CPC 06 (R2) - Arrendamentos | IFRS 16 - Leases

O CPC 06 (R2) foi alterado com o objetivo de determinar os procedimentos e critérios contábeis para o devido registro de benefícios concedidos aos arrendatários pelos arrendadores através de alterações de contratos de arrendamentos em decorrência da pandemia de Covid-19.

A alteração em questão permite a utilização de um expediente prático para a contabilização de alterações contratuais temporárias em decorrência da Covid-19, que devem, obrigatoriamente, atender a todas as características descritas a seguir:

- A alteração nos pagamentos do arrendamento resulta em uma contraprestação revista para o arrendamento que é substancialmente igual ou inferior à contraprestação para o arrendamento imediatamente anterior à alteração;
- Qualquer redução nos pagamentos de arrendamento afeta apenas os pagamentos originalmente devidos em ou antes de 30 de junho de 2021; e
- Não há alteração substancial de outros termos e condições do contrato de arrendamento.

A revisão do CPC 06 (R2), bem como a aplicação do expediente prático não resultaram em alterações materiais para a política contábil sobre contratos de arrendamento atualmente utilizada pela Companhia.

c) Alterações aos CPC 38, CPC 40 (R1) e CPC 48 – Instrumentos financeiros, reconhecimento e mensuração, evidenciação e instrumentos financeiros | IFRS 07 – *Financial instruments: Disclosures* e 09 – *Financial Instruments*

Os pronunciamentos contábeis supracitados foram alterados em virtude da recente reforma realizada sobre as

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

taxas interbancárias oferecidas (IBORs), tais taxas são referências de juros, como por exemplo, LIBOR, EURIBOR e TIBOR. Dessa forma, o IASB emitiu a reforma da taxa de juros de referência que resultou na alteração das IFRS 07 e IFRS 09. Tais alterações modificam, principalmente, as exigências específicas de contabilização de hedge para permitir a manutenção da contabilização destes instrumentos de proteção durante o período de incerteza gerado pela reforma da taxa de juros de referência.

O Companhia possui transações sujeitas a taxa variável, vinculada à LIBOR, no montante de 5.946 (vide nota explicativa nota explicativa 20) com vencimento em 2024. A Companhia designou operação de hedge de fluxo de caixa de juros e variação cambial substituindo o risco atrelado à LIBOR por indexador de juros nacional e de acordo com as políticas de riscos da Companhia (vide nota explicativa 33). Tal designação permite a manutenção da contabilização de hedge mesmo que haja incerteza sobre a reforma da taxa de juros referencial, essa assertiva é ainda corroborada pelo vencimento e materialidade das operações acima mencionadas.

A Companhia avaliou os demais pronunciamentos contábeis emitidos e alterados até 31 de dezembro de 2020, efetivos ou não para o exercício a que essa demonstração financeira se refere e não identificou qualquer impacto material para suas demonstrações financeiras.

2019

A Companhia aplicou pela primeira vez determinadas alterações às normas em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2019 ou após esta data. A Companhia decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenha sido emitida, mas ainda não vigente.

A natureza e o impacto de cada uma das novas normas e alterações são descritos a seguir: CPC 06 (R2) | IFRS 16 – Arrendamentos

A norma estabelece princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos, exigindo que os arrendatários reconheçam todos os arrendamentos conforme um único modelo através do balanço patrimonial, ou seja, o reconhecimento do ativo de direito de uso e o passivo de arrendamento, este modelo é aplicável para substancialmente todos os contratos de arrendamentos, exceto àqueles contratos que por definição atendem ao expediente prático da norma. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas Demonstrações Contábeis dos arrendadores ficam substancialmente mantidos.

A Companhia adotou o CPC 06 (R2) com o efeito cumulativo a partir de 1º de janeiro 2019, utilizando os expedientes práticos para os contratos de arrendamento cujo (i) prazo de duração inferior ou igual a 12 meses a partir da data de adoção inicial (curto prazo), e (ii) arrendamento para qual o ativo subjacente é de baixo valor, como celulares, impressoras e equipamentos de autoatendimento. A adoção do CPC 06 (R2) gerou um aumento do ativo pelo reconhecimento do direito de uso dos ativos arrendados (ativo imobilizado arrendado) e o respectivo aumento do passivo, conforme conciliação demonstrada a seguir:

Impacto na adoção inicial:	Terreno	Imóveis	Veículos	Total
Pagamentos mínimos de arrendamento para os contratos	518	20.446	1.835	22.799
Impacto da taxa de desconto	(33)	(2.616)	(111)	(2.760)
Ativo de direito de uso	485	17.830	1.724	20.039
Passivo de arrendamento	485	17.830	1.724	20.039

Adicionalmente, as despesas relacionadas aos contratos de arrendamentos operacionais são reconhecidas através da despesa de amortização do direito de uso dos ativos e da despesa financeira de juros sobre as obrigações de arrendamento. O quadro a seguir demonstra os impactos no resultado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

10.4 - Mudanças Significativas Nas Práticas Contábeis - Ressalvas e Ênfases no Parecer do Auditor

Impacto sobre a demonstração do resultado – aumento (redução) das despesas:

31.12.2019

Despesa com depreciação e amortização	7.320
Despesa de arrendamento operacional incluída em serviços de terceiros e outras receitas e despesas operacionais	(7.221)
Resultado do serviço (Lucro bruto)	99
Despesas financeiras	1.110
Impacto de tributos e contribuições sociais diferidos	(411)
Total - impacto na despesa líquida	798

Com relação ao fluxo de caixa, o impacto foi um aumento líquido no caixa gerado pelas atividades operacionais e uma redução nas atividades de financiamento, uma vez que as amortizações das parcelas relacionadas ao principal dos passivos de arrendamentos são classificadas como atividades de financiamento.

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela CVM e pelo CPC, em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB). As políticas, práticas e critérios contábeis foram consistentemente adotados no preparo dessas Demonstrações Financeiras, em todos os períodos apresentados.

c. ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor.

2021

Os diretores da Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”), inscrita no CNPJ/MF Nº 07.047.251/0001-70, com sede na Rua Padre Valdevino nº 150, Bairro Centro, nos termos e para fins Fortaleza - CE, das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com a opinião expressa no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes, bem como reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021.

2020

Os diretores da Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”), inscrita no CNPJ/MF Nº 07.047.251/0001-70, com sede na Rua Padre Valdevino nº 150, Bairro Centro, nos termos e para fins Fortaleza - CE, das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com a opinião expressa no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes, bem como reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020.

2019

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2019, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Ceará - Coelce em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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.

Os diretores esclarecem que a preparação das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e em outros fatores considerados relevantes, revisadas periodicamente pela Administração e cujos resultados reais podem diferir dos valores estimados. A seguir, os Diretores apresentam e comentam apenas sobre práticas contábeis e estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da Companhia.

- Tributos diferidos sobre os lucros

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias não tributáveis. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e prejuízos tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas e os créditos e prejuízos tributários possam ser utilizados.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma revisão. Quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado, de acordo com o prazo máximo da concessão. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à alíquota do imposto determinada pela legislação tributária vigente na data do balanço e que se espera ser aplicável na data de realização dos ativos ou liquidação dos passivos que geraram os tributos diferidos.

O imposto diferido é reconhecido de acordo com a transação que o originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos em razão dos impostos diferidos serem relacionados somente à Companhia e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo contra o passivo fiscal.

- Provisão para crédito de liquidação duvidosa

Foram mensuradas com base nas perdas de crédito esperadas para todo período útil do ativo financeiro, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. As perdas estimadas foram calculadas com base na experiência real de perda de crédito nos últimos três anos, bem como, a expectativa de perda futura utilizando como base probabilidade de perda determinada individualmente e coletivamente, os modelos utilizados atendem à abordagem geral e simplificada estabelecida pelo CPC 48 (IFRS09), como a seguir:

- Individualmente, a Companhia determina a perda esperada para crédito de liquidação duvidosa para cada consumidor, este modelo permite adoção de premissas específicas, como por exemplo, aplicação de garantias, determinação e mudança de risco de crédito individual,
- Coletivamente, a Companhia utiliza uma matriz de provisões para determinação da perda esperada para crédito de liquidação duvidosa, essa matriz é utilizada principalmente para o modelo coletivo onde

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

há uma quantidade relevante de consumidores. Este modelo contempla cada classe de consumo (Residencial, Rural, Comercial, Industrial, Poder Público, Iluminação Pública e Serviços Públicos). Adicionalmente, a perda esperada é calculada separadamente para cada classe de consumo do setor de distribuição de energia.

Em ambos os modelos a Administração determina percentuais de perdas esperadas de crédito (“*Expected Credit Losses – ECL*”) desde o reconhecimento inicial do ativo financeiro, estes percentuais são determinados através da expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, a Probabilidade de Inadimplência (“*Probability of Default – PD*”) e o percentual de perda realizada em decorrência da inadimplência (“*Loss given default – LGD*”), os percentuais de perda esperada de crédito ora aplicados aumentam a medida que os ativos financeiros envelhecem.

A quantidade de perdas de crédito esperadas é sensível a mudanças nas circunstâncias e nas condições econômicas previstas. A experiência histórica de perda e crédito da Companhia e a previsão das condições econômicas também podem não representar o padrão real do cliente no futuro.

- Provisão para contingências

As provisões para processos judiciais e outros são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada como resultado de eventos passados; é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e o valor tiver sido estimado com segurança.

Quando houver uma série de obrigações similares, a probabilidade de liquidá-las é determinada, levando-se em consideração a classe de obrigações como um todo. Uma provisão é reconhecida mesmo que a probabilidade de liquidação relacionada com qualquer item em individual incluído na mesma classe de obrigações seja pequena.

Uso de estimativas

A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. O cálculo dos montantes provisionados é realizado com base em valores estimados e na opinião dos assessores jurídicos internos e externos, responsáveis pelos processos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais, exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

- Avaliação da perda do valor recuperável do ativo imobilizado e intangível

A administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos não financeiros com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas e tendo o valor contábil líquido excedido o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Nesse caso, o valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos tributos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor justo líquido das despesas de venda é determinado, sempre que possível, com base em transações recentes de mercado entre partes conhecedoras e interessadas com ativos semelhantes. Na ausência de transações observáveis neste sentido, uma metodologia de avaliação apropriada é utilizada. Os cálculos dispostos neste modelo são corroborados por indicadores disponíveis de valor justo, como preços cotados para entidades listadas, entre outros indicadores disponíveis.

A Companhia baseia sua avaliação de redução ao valor recuperável com base nas previsões e nestes orçamentos financeiros detalhados, os quais são elaborados separadamente pela administração para cada unidade geradora de caixa às quais os ativos estejam alocados. As projeções baseadas nestas previsões e orçamentos geralmente abrangem o período de cinco anos. Uma taxa média de crescimento de longo prazo é calculada e aplicada aos fluxos de caixa futuros após o quinto ano.

10.5 - Políticas Contábeis Críticas

Em 31 de dezembro de 2021, não foram observados indicativos de que os ativos relevantes da Companhia estivessem registrados por valor superior ao seu valor recuperável líquido.

- Mensuração dos benefícios definidos:

A obrigação líquida é calculada separadamente para cada plano por meio da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente. O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado independente utilizando o método de crédito unitário projetado.

O déficit/superávit é calculado deduzindo-se o valor justo dos ativos do plano. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências de custeio mínimas aplicáveis, incluindo contratos de dívidas assumidas pela Companhia com os planos.

As remensurações da obrigação líquida de benefício definido, que incluem: ganhos e perdas atuariais sobre as obrigações, o retorno dos ativos do plano (excluindo os valores considerados no custo dos juros líquidos) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo os valores considerados no custo dos juros líquidos), são reconhecidos em outros resultados abrangentes. Os juros líquidos sobre o passivo de benefício definido e o custo do serviço são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício (resultado financeiro). A Companhia determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período com base na taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido e no passivo de benefício definido, ambos conforme determinados no início do exercício a que se referem as demonstrações financeiras, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período em razão de pagamentos de contribuições e benefícios.

O custo do serviço é calculado de acordo com o método de crédito unitário projetado, adotado no cálculo da obrigação atuarial, líquido de contribuições realizadas por participantes, sendo registrado no resultado do exercício (custos e despesas com pessoal).

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no exercício em que ocorrem no resultado, como parcela do custo do serviço, bem como os ganhos e perdas anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes são reconhecidos no resultado do exercício na liquidação do respectivo plano.

Uso de estimativas:

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e de outros benefícios de assistência médica pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões.

A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país.

A obrigação de benefício definido é altamente sensível às mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas a cada data-base.

10.6 - Itens Relevantes Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras

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 financiamentos;*

Não aplicável, considerando que não há itens que não estão refletidos no balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital da Companhia nos últimos três exercícios sociais.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não detém outros itens relevantes não evidenciados em suas demonstrações financeiras referentes aos últimos três exercícios sociais.

10.7 - Comentários Sobre Itens Não Evidenciados Nas Demonstrações Financeiras

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;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

b. natureza e o propósito da operação;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

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.

10.8 - 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;

O plano de investimentos da Companhia está focado em projetos que visam atender o crescimento de mercado com a exigência de novas conexões.

Em 2021, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 573,5 milhões.

Investimentos na qualidade do serviço com ênfase em tecnologia e no combate as perdas de energia também estão entre as prioridades da Companhia, além do investimento em novas conexões.

Os investimentos previstos para o exercício de 2022 não estão aqui divulgados, uma vez que a Companhia não realiza divulgação de projeções para o mercado.

Segue abaixo os investimentos realizados referentes aos três últimos exercícios sociais:

Investimentos (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2021	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2019
Novas Conexões	573.455	606.389	423.472
Rede	267.321	134.056	123.675
Combate às Perdas	47.433	39.077	52.613
Qualidade do Sistema Elétrico	123.062	44.331	30.065
Adequação à carga	96.826	50.511	40.997
Outros	247.394	169.923	144.209
Variação de Estoque	0	0	41.131
Total Investido	1.088.170	910.231	732.487
Aportes / Subsídios	(12.5332)	(11.772)	(6.828)
Investimento Líquido	1.075.637	898.459	725.659

Novas Conexões (Crescimento Vegetativo).

Significa o atendimento a clientes de demanda em pontos distintos das instalações de extensão de novas conexões. Qualidade do Sistema Elétrico

Referem-se aos projetos voltados à melhoria da qualidade do fornecimento a clientes, para cumprimento aos padrões estabelecidos pelo órgão regulador mediante regulamentações de qualidade de serviço. Neste caso, fundamentalmente incluem-se os projetos de investimento para melhorar ou aumentar a capacidade das instalações existentes.

Combate às Perdas

Projetos orientados a redução das perdas técnicas e das perdas comerciais (fraudes, anomalias em medições, etc.). Trata-se de projetos para aplicação de novas tecnologias nas construções de redes em substituição das redes existentes, cujo efetivo seja melhorar a efetividade do controle de perdas.

Outros. Este conceito se aplica a todos os projetos de investimentos comerciais (diferente dos sistemas informáticos) e projetos gerais como as melhorias nas propriedades, aquisição de móveis, equipamentos de escritório, equipamentos de ar-condicionado e qualquer outro projeto que não se inclua nos itens acima.

ii. fontes de financiamento dos investimentos;

A geração de caixa oriunda das atividades da Coelce, é a principal fonte de recursos para suprir o custeio e os

10.8 - Plano de Negócios

investimentos de sua operação.

Além da geração de fluxos de caixa próprio, a companhia busca também financiamentos subsidiados de bancos de fomento como BNDES e BNB, instituições de desenvolvimento como Eletrobrás, créditos de outras instituições financeiras e emissões de dívida no mercado de capitais para financiar seus investimentos.

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 aplicável, considerando que não houve a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor.

c. novos produtos e serviços, indicando:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços divulgados.

(i) Descrição das pesquisas em andamento já divulgada

Não aplicável, considerando não haver novos produtos e serviços em andamento.

(ii) Montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável, considerando não haver novos produtos e serviços em andamento.

(iii) Projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui projetos em desenvolvimento já divulgados.

(iv) Montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui novos produtos e serviços.

10.9 - Outros Fatores Com Influência Relevante

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

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens anteriores.

11.1 - Projeções Divulgadas E Premissas

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Nos termos do artigo 20 da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada (“Instrução CVM 480”), a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Desta 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.

(a) objeto da projeção

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

(b) período projetado e o prazo de validade da projeção

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

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

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

(d) valores dos indicadores que são objeto da previsão

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

11.2 - Acompanhamento E Alterações Das Projeções Divulgadas

11.2 – Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

(a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas neste Formulário de Referência e quais delas estão sendo repetidas neste Formulário de Referência

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

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

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

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

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

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

A administração da Companhia é composta por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, conforme detalhado abaixo, nas alíneas “a” e “b” deste item 12.1, respectivamente.

(a) atribuições do conselho de administração e dos órgãos e comitês permanentes que a ele se reportam

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é um órgão colegiado constituído por até 11 membros e até igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral, os quais terão mandatos coincidentes de 3 anos, permitida a reeleição. Atualmente o Conselho de Administração é composto por 8 membros e 8 suplentes.

Compete ao Conselho de Administração definir a orientação geral dos negócios da Companhia, por meio de diretrizes fundamentais de administração, bem como o controle superior da Companhia, pela fiscalização da observância das diretrizes por ele fixadas, além de fiscalizar a observância das diretrizes fixadas e acompanhar a execução dos programas estabelecidos, verificando os resultados alcançados. Além das atribuições legais, o estatuto social da Companhia confere ao Conselho de Administração as seguintes competências:

- (a) eleição e destituição dos Diretores e fixação de suas atribuições, observado o disposto no Estatuto;
- (b) convocação da Assembleia Geral quando julgar conveniente, ou no caso do art. 132 da Lei nº 6.404/76;
- (c) escolha e destituição dos auditores independentes;
- (d) aprovação do orçamento anual e suas alterações;
- (e) proposta de alteração do Estatuto Social, a ser submetida à Assembleia Geral;
- (f) celebração de acordos estratégicos, especialmente no campo da inovação e novas tecnologias;
- (g) contratos de venda de energia de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a €50.000.000,00 (cinquenta milhões de euros);
- (h) contratação de operações financeiras e bancárias ou relativas ao mercado de valores mobiliários, inclusive a emissão, para colocação privada ou por meio de oferta pública de distribuição de Notas Promissórias Comerciais (“**Commercial Papers**”) e de quaisquer outros instrumentos de crédito e títulos e valores mobiliários de captação pública ou privada de recursos, de uso comum no mercado nacional ou internacional, inclusive suas renovações, renegociações e pré-pagamentos, bem como a contratação de garantias, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 50.000.000,00 (cinquenta milhões de euros);
- (i) deliberar sobre a emissão, para colocação privada ou por meio de oferta pública de distribuição de debêntures, conversíveis ou não em ações, de bônus de subscrição, e de outros títulos ou valores mobiliários;
- (j) a realização de investimentos não previstos no orçamento anual, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de euros) e, investimentos de caráter estratégico não previstos no orçamento anual, qualquer que seja seu valor;
- (k) compra de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 12.000.000,00 (doze milhões de euros);
- (l) contratação de investimentos imobiliários e serviços de manutenção em instalações imobiliárias da Companhia e de segurança patrimonial, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 12.000.000,00 (doze milhões de euros);
- (m) patrocínios em geral, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros);
- (n) contratação de consultorias de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros);
- (o) contratação de publicidade e marketing de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros);

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

- (p) doações de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a €1.000.000,00 (um milhão de euros);
- (q) celebração de transações judiciais e extrajudiciais que impliquem desembolsos de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros), e/ou atos que importem em renúncia de direitos pela Companhia, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional € 1.000.000,00 (um milhão de euros);
- (r) quaisquer propostas, protocolos, justificativas e documentos similares a serem submetidos à Assembleia Geral, envolvendo operações de transformação, dissolução, fusão, cisão ou incorporação da Companhia ou em que a mesma seja parte;
- (s) aquisição, oneração ou alienação de bens a serem ou já registrados no ativo permanente, cujo valor exceda a 5% (cinco por cento) do valor total do ativo permanente no último Balanço publicado; e
- (t) operações com partes relacionadas com valor igual ou superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 8.000.000,00 (oito milhões de euros).

Os acionistas e colaboradores podem se comunicar com o Conselho de Administração por meio de correspondências enviadas para a sede da Companhia ou dos canais internos (no caso dos colaboradores) e institucionais (no caso dos acionistas). Os temas são avaliados pelas Diretorias competentes e, quando necessário, apresentados ao Conselho de Administração ou à Assembleia Geral, de acordo com as atribuições estatutárias e políticas internas aplicáveis.

O Conselho de Administração reunir-se-á, com a presença da maioria de seus membros efetivos ou suplentes, trimestralmente, ou quando necessário, sempre que convocado por seu Presidente ou pelo Vice-Presidente, ou ainda por dois de seus membros, com a antecedência mínima de 02 (dois) dias úteis, salvo se a reunião houver de se realizar em local diferente do que o da sede social, em cujo caso a convocação requererá uma antecedência mínima de 05 (cinco) dias úteis, sendo certo que as convocações deverão conter as respectivas ordens do dia. As deliberações, consignadas em ata no livro próprio, serão tomadas por maioria de votos. A convocação prévia será tida como dispensada se todos os membros do Conselho estiverem presentes à reunião. Os membros do Conselho poderão ser representados nas reuniões por outro Conselheiro que indicarem, por instrumento escrito.

Os Conselheiros poderão participar das reuniões por conferência telefônica ou vídeo-conferência ou por qualquer outro meio de comunicação que permita a identificação dos participantes e a comunicação entre eles, independentemente do local onde se encontrem. O Estatuto Social da Companhia está disponível na sede da Companhia e, ainda, no website de Relações com Investidores (<https://www.enel.com.br/pr/investidores/enel-distribuicao-ceara/estatuto-social.html>).

Auditoria Interna

A Companhia possui uma Auditoria Interna ligada administrativamente à holding Enel Brasil, e com dependência funcional à Enel S.p.A. na Itália, tendo assegurado, desta forma, a independência necessária para a condução das suas atribuições. A Auditoria tem como objetivo avaliar de forma sistemática e independente a eficácia e adequação do sistema de gerenciamento de risco e controle interno da Enel, apoiar as estruturas organizacionais no monitoramento dos riscos e na identificação de ações de mitigação. A equipe da Auditoria é composta por especialistas em áreas temáticas que refletem a organização empresarial por função (por exemplo, técnica, comercial, TI, funções corporativas, aprovisionamento, etc.), obtendo assim ganhos de performance e na objetividade dos projetos. As auditorias abrangem todas as áreas da companhia e consideram aspectos como fraude e corrupção.

A organização e execução de auditorias, assim como a prestação de serviços a outras empresas do Grupo, estão em consonância com a Estrutura Internacional de Práticas Profissionais ("IPPF"), que é a base conceitual que organiza as informações oficiais promulgadas pelo The Institute of Internal Auditor ("IIA") e com o "Código de Ética" da profissão de auditor interno, que estabelece os princípios básicos para a profissão e a realização de atividades e as regras de conduta a serem seguidas.

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

A referência adotada para a análise do Sistema de Controle Interno é baseada no COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). Em relação governança de TI, a referência internacional aplicada é o COBIT (*Control Objectives for Information and Related Technology*).

Adicionalmente, a cada 5 anos as atividades da função de Auditoria Interna são revisadas por auditores independentes para verificar o cumprimento das normas profissionais internacionais emitidas pelo IIA.

Comitês

A Companhia não possui comitês estatutários. A Companhia está sujeita à gestão de riscos, a nível corporativo, que envolve o Comitê Global de Gerenciamento de Riscos e o Comitê de Riscos da América Latina, ambos instituídos na forma estabelecida pelos controladores da Companhia. Os referidos comitês possuem as seguintes atribuições: aprovar as políticas de riscos propostas pelos controladores de risco da Companhia; aprovar os limites de exposição propostos; autorizar quebras de limites; definir estratégias de riscos identificando planos de ação e instrumentos para mitigar os riscos; e realizar a supervisão do sistema de controles internos e gerenciamento de riscos da organização.

(i) regimento interno próprio

O Conselho de Administração da Companhia possui regimento interno próprio, aprovado na Reunião do Conselho de Administração de 23 de setembro de 2020. O Regimento Interno do Conselho de Administração está disponível para consulta no site da CVM.

(ii) comitê de auditoria estatutário

A Companhia não possui um Comitê de Auditoria Estatutário.

(iii) avaliação do trabalho da auditoria independente pelo conselho de administração

O Conselho de Administração da Companhia aprova a nomeação dos auditores independentes, a substituição de tais auditores independentes, a remuneração e o escopo dos serviços contratados, bem como supervisiona as atividades dos auditores independentes, a fim de avaliar sua independência, qualidade dos serviços prestados e a adequação dos serviços prestados às necessidades da Companhia.

(b) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Diretoria Executiva

À Diretoria é responsável por assegurar o funcionamento regular da Companhia, bem como administrar e representar a Companhia, com poderes para deliberar sobre a abertura e encerramento de filiais e a emissão, para colocação privada ou por meio de oferta pública de distribuição de Notas Promissórias Comerciais ("Commercial Papers"), sempre observadas as disposições e os limites previstos no Estatuto Social da Companhia e os atos de competência exclusiva do Conselho de Administração também previstos Estatuto Social. A Diretoria Executiva da Companhia é formada por até 11 Diretores, sendo um Diretor-Presidente e 10 Diretores conforme designação e atribuições descritas abaixo, com mandato de três anos e reeleição permitida.

A Diretoria Executiva possui um Regimento Interno aprovado na Reunião da Diretoria de 25 de setembro de 2020. O Regimento Interno da Diretoria está disponível para consulta no site da CVM.

As atribuições da Diretoria e seus membros são fixadas no Estatuto Social da Companhia.

Além de outras funções que lhe forem determinadas pelo Conselho de Administração, os Diretores da Companhia terão as seguintes atribuições e responsabilidades:

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

Diretor-Presidente: responsável pela gestão e fiscalização das atividades da Companhia e de sua Diretoria, em todas as áreas;

Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes: responsável por coordenar os processos relativos à operação de manutenção do sistema de distribuição de energia elétrica, gerenciando as atividades dos centros de controle de rede, planos de emergência e demais atividades técnicas que envolvam a garantia de continuidade de fornecimento de energia elétrica aos clientes;

Diretor de Mercado: responsável por todos os canais de relacionamento com o cliente e o controle do seguimento dos grandes consumidores, definindo e realizando a estratégia comercial e de marketing e a comunicação comercial para cada segmento de clientes; realizar operações comerciais como faturamento, cobrança e gestão de crédito, gerenciando os processos de atendimento e serviço ao cliente;

Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores: responsável pelo planejamento financeiro e pelas atividades de financiamento, tesouraria, risco financeiro e operações financeiras estruturadas, operações bancárias, linhas de crédito (garantias); pela celebração e gestão de contratos e obrigações financeiras; gestão das relações com instituições financeiras e relações com investidores, acionistas, credores, analistas de mercado, agências de classificação de riscos, pela representação da Companhia perante a CVM, bolsas de valores, Banco Central do Brasil e demais órgãos de regulação e controle dos mercados financeiros e de capitais, e prestação de informações ao público investidor; gestão de seguros; responsável pelas atividades administrativas e de contabilidade, pela elaboração das demonstrações financeiras da Companhia de acordo com as normas aplicáveis; além de monitorar e apoiar os órgãos de controle interno em suas atividades e fazer a interface com o auditor externo; pela coordenação dos assuntos de natureza tributária e fiscal da Companhia, inclusive em âmbito administrativo e judicial, gestão do cumprimento das respectivas obrigações de tal natureza, bem como pela gestão das relações com autoridades fiscais; pelo planejamento estratégico, execução e controle da gestão da Companhia, incluindo formulação, controle e acompanhamento do orçamento e dos indicadores de lucro líquido, dívida líquida, balanço e fluxo de caixa da Companhia;

Diretor de Engenharia e Construção: responsável por gerenciar o planejamento técnico e a execução de obras de alta tensão e alimentadores complementares a expansão da rede, de acordo com as normas de engenharia e construção, garantindo a execução dos projetos de acordo com o cronograma, orçamento e custos;

Diretor de Pessoas e Organização: responsável pelos assuntos afetos à área de recursos humanos, como definição de políticas salariais; desenvolvimento de competências profissionais; organização e relações sindicais, representando a Companhia perante órgãos e outras entidades do trabalho e da previdência social, além de atividades relacionadas com os fundos de pensão do Brasil e outros benefícios relevantes;

Diretor de Relações Institucionais: responsável pelas atividades de relacionamento institucional da Companhia com órgãos e entidades governamentais, da administração direta ou indireta, e com instituições de classe, bem como pela implementação de ações para preservar a imagem institucional da Companhia;

Diretor de Comunicação: responsável pelo desenvolvimento da estratégia de marca da Companhia no País, coordenando a execução de eventos, promoções, patrocínios, campanhas de publicidade comercial e institucional e outras iniciativas de comunicação externa; e pela promoção das relações com a mídia nacional e emissão de comunicados de imprensa, além de desenvolver e coordenar projetos de comunicação interna e nas mídias sociais;

Diretor de Regulação: responsável pela definição e promoção dos interesses da Companhia em relação a assuntos e questões regulatórias do setor elétrico e de defesa da concorrência; representação junto aos agentes reguladores e demais órgãos do setor elétrico e da defesa da concorrência;

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

Diretor Jurídico: responsável pela coordenação, execução e controle dos assuntos afetos à área jurídica, inclusive a defesa da Companhia em todas as esferas judiciais e/ou administrativas, exceto no que se refere a assuntos de natureza tributária e fiscal;

Diretor de Compras: responsável pela gestão e qualificação de fornecedores, compras de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral.

À Diretoria caberá, ainda, observada a fixação da orientação geral dos negócios pelo Conselho de Administração, na forma das disposições do artigo 15 do Estatuto Social da Companhia, assegurar o funcionamento regular da Companhia.

Compete também à Diretoria, a representação da Companhia, a qual é realizada individualmente, em qualquer matéria, pelo Diretor-Presidente, ou, individualmente, por cada diretor(a), dentro da esfera de atribuições da respectiva diretoria.

Além disso, a Companhia poderá, ainda, ser representada por procuradores devidamente constituídos. As procurações a serem outorgadas pela Companhia serão assinadas individualmente pelo Diretor-Presidente ou, ainda, por qualquer outro Diretor, no âmbito e limites de suas respectivas atribuições e responsabilidades. As procurações outorgadas pela Companhia terão prazo de validade máximo de 01 (um ano), exceto com relação às procurações ad judicium e para defesa da Companhia em procedimentos administrativos, cujo prazo de validade poderá ser indeterminado, e às procurações outorgadas a instituições financeiras, que poderão ser estabelecidas pelo prazo do(s) respectivo(s) contrato(s) de financiamento.

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, no caso de impedimento temporário ou vacância dos membros da Diretoria, as funções do diretor impedido ou vacante serão acumuladas interinamente pelo Diretor-Presidente ou, por sua indicação, por um outro Diretor até o retorno do Diretor temporariamente impedido, enquanto ainda vigente seu mandato, ou até a eleição de seu substituto pelo Conselho de Administração.

(c) data de instalação do Conselho Fiscal, se este não for permanente

O Estatuto prevê um Conselho Fiscal composto por três membros efetivos e suplentes em igual número, o qual só entrará em funcionamento nos exercícios sociais em que acionistas que representem, no mínimo, 10 % (dez por cento) com direito a voto, ou 5% (cinco por cento) das ações sem direito a voto requisitarem a sua instalação em Assembleia Geral. O Conselho Fiscal da Companhia para o exercício fiscal a ser encerrado em 31 de dezembro de 2022 foi devidamente instalado na Assembleia Geral Ordinária da Companhia realizada em 12 de abril de 2022.

O Conselho Fiscal é órgão independente da administração e da auditoria externa da Companhia, de funcionamento não permanente, formado por três membros efetivos, com igual número de suplentes. O mandato do Conselho Fiscal é de um ano, com possibilidade de reeleição pela assembleia geral. Sua principal responsabilidade é fiscalizar os atos dos administradores, inclusive as demonstrações financeiras, dando parecer aos acionistas.

Em 2021, foram realizadas 04 reuniões. Todos os integrantes do Conselho Fiscal recebem uma remuneração mensal, que não está vinculada ao desempenho da Companhia.

O Conselho Fiscal possui um regimento interno próprio aprovado na Reunião do Conselho Fiscal de 28 de setembro de 2020. O Regimento Interno do Conselho Fiscal está disponível para consulta no site da CVM.

(d) mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que a ele se reporta

(i) periodicidade da avaliação e sua abrangência

12.1 - Descrição da Estrutura Administrativa

A Companhia aprovou em Reunião do Conselho de Administração em 23 de setembro de 2020 a Política de Indicação e Avaliação de Administradores e o Regimento Interno do Conselho de Administração, os quais preveem que o referido órgão deve adotar um procedimento formal de autoavaliação anual para analisar seu funcionamento, tamanho e composição, e que a cada três anos, deve contar com o apoio de consultores externos. A Política e o Regimento aqui mencionados seguem as Diretrizes de Governança Corporativa aprovadas em Reunião de Conselho de Administração da Companhia em 23 de agosto de 2016. A última autoavaliação do conselho foi realizada em relação ao exercício de 2021.

(ii) metodologia adotada e principais critérios utilizados na avaliação

Em relação aos membros do Conselho de Administração, a metodologia e critérios adotados estão relatados no item (i) acima.

Quanto aos membros da Diretoria, estes são avaliados com base nas metas definidas para cada um deles de desempenho financeiro e não financeiro, levando em consideração variados aspectos de suas contribuições, participação e impactos no negócio da Companhia.

O processo de avaliação de desempenho dos diretores estatutários da Companhia está alinhado com suas estratégias, conjunto de objetivos estratégicos e metas de curto e longo prazo contido no mapa estratégico. Essas metas têm abrangência em todos os processos de negócio e áreas, bem como são desdobradas e formalizadas por meio de Scorecard. O acompanhamento do contrato de gestão acontece mensalmente dentro dos fóruns de performance. Anualmente, é feita uma avaliação completa do nível de alcance dos objetivos e metas da Companhia.

(iii) como os resultados da avaliação são utilizados para aprimorar o funcionamento do órgão

Através do processo de avaliação de desempenho, a Companhia realiza o acompanhamento da contribuição individual de cada executivo e, conseqüentemente, do órgão ao qual o executivo faz parte como um todo como estratégia de organização. A avaliação é realizada para alcançar objetivos de curto prazo e que resultam em melhorias para Companhia a longo prazo.

(iv) contratação de serviços de consultoria ou assessoria externos

A Companhia pode vir a contratar serviços de consultoria ou assessoria externos para realizar as avaliações de desempenho dos administradores, no entanto, nos últimos três exercícios sociais a Companhia não contratou tais serviços.

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

(a) prazos de convocação

A Companhia não adota prática diferenciada em relação ao previsto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("**Lei das Sociedades por Ações**") quanto ao prazo de convocação de assembleias gerais. Dessa forma, as Assembleias Gerais da Companhia são convocadas mediante anúncio publicado por três vezes no jornal de grande circulação em que a Companhia realiza suas publicações legais. Em primeira convocação, o edital de convocação será publicado, no mínimo, 21 dias antes da realização da Assembleia Geral, e, em segunda convocação, o edital de convocação será publicado com, no mínimo, 8 dias de antecedência da realização da Assembleia Geral.

(b) competências

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, compete à Assembleia Geral da Companhia (i) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras; (ii) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; e (iii) eleger, quando for o caso, membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.

O estatuto social da Companhia não prevê outras competências para a Assembleia Geral além daquelas previstas na Lei das Sociedades por Ações, e que não tenham sido delegadas, quando permitido, aos demais órgãos da companhia.

(c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos pertinentes às matérias a serem deliberadas na assembleia geral ordinária encontram-se à disposição dos acionistas (i) na sede da Companhia; e (ii) por meio dos endereços eletrônicos da CVM (<http://www.cvm.gov.br>) e da Companhia (<https://www.enel.com.br/pt-ceara/investidores/enel-distribuicao-ceara/reunies-de-conselho-e-assembleias-gerais.html>)

(d) identificação e administração de conflito de interesses

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, cabe ao Presidente da Assembleia declarar a existência do conflito de interesses e impedir o voto do acionista, somente devendo fazê-lo nos casos em que a proibição de voto restar evidente.

São hipóteses de impedimento de voto em razão de conflito de interesses do acionista aquelas (i) relativas à aprovação de laudo de avaliação de bens com os quais concorrer para a formação do capital social; (ii) relativas à aprovação de suas próprias contas como administrador; (iii) que possam beneficiá-lo de modo particular; (iv) que seu interesse seja conflitante com o da Companhia.

(e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A administração da Companhia não tem por prática solicitar procurações para o exercício do direito de voto. Todavia, caso opte por realizar a solicitação de procuração, a Companhia seguirá as normas da Lei 6.404/1976 e as orientações constantes da Resolução CVM 81/2022, conforme alterada.

(f) formalidades necessárias para a aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

Com relação à participação por meio de procurador, a outorga de poderes de representação para participação na Assembleia Geral deverá ter sido realizada há menos de 1 (um) ano, nos termos do artigo 126, § 1º, da Lei das Sociedades por Ações. Adicionalmente, em cumprimento ao disposto no artigo 654, § 1º e § 2º do Código Civil, a procuração deverá conter a indicação do lugar onde foi

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

passada, a qualificação completa do outorgante e do outorgado, a data e o objetivo da outorga com a designação e a extensão dos poderes conferidos, contendo o reconhecimento da firma do outorgante.

Vale mencionar que (a) as pessoas naturais acionistas da Companhia somente poderão ser representados na Assembleia Geral por procurador que seja acionista, administrador da Companhia, advogado ou instituição financeira, consoante previsto no artigo 126, § 1º da Lei das Sociedades por Ações; e (b) as pessoas jurídicas que forem acionistas da Companhia poderão, nos termos da decisão da Comissão de Valores Mobiliários - CVM no âmbito do Processo CVM RJ2014/3578, julgado em 04 de novembro de 2014, ser representadas por procurador constituído em conformidade com seu contrato ou estatuto social e segundo as normas do Código Civil, sem a necessidade de tal pessoa ser administrador da Companhia, acionista, advogado ou instituição financeira.

No caso de procuração em língua estrangeira, esta deverá ser acompanhada dos documentos societários, quando relativa à pessoa jurídica, e do instrumento de mandato, todos devidamente vertidos para o português por tradutor juramentado, sendo necessário o apostilamento ou a sua notarização e a consularização, conforme aplicável.

O acionista ou seu representante legal deverá comparecer à Assembleia Geral munido de: (i) documentos hábeis à comprovação de sua identidade; (ii) comprovante expedido pela instituição financeira depositária das ações escriturais de titularidade do acionista ou em custódia, na forma do artigo 126 da Lei das Sociedades por Ações; e (iii) instrumento de mandato, devidamente regularizado na forma da lei, na hipótese de representação do acionista.

Para fins de melhor organização da assembleia geral, a Companhia recomenda aos acionistas que depositem na sede da Companhia os documentos retro referidos com antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas contadas da data da realização da assembleia geral.

A Companhia passou a admitir procurações outorgadas por meio eletrônico, desde que contenham assinatura digital certificada por autoridade credenciada pelo ICP-Brasil. A apresentação de procuração assinada digitalmente não dispensa o envio da documentação de comprovação de representação aqui mencionada.

A Companhia disponibiliza em seu Manual para Participação em Assembleias Gerais o modelo de procuração para referência dos acionistas.

Quando as circunstâncias assim demandarem, o Manual para Participação em Assembleias Gerais e o Boletim de Voto à Distância (“BVD”), neste caso quando aplicável, poderão simplificar as formalidades para a aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas para dada Assembleia.

Havendo divergência de formalidades requeridas entre o disposto no Formulário de Referência da Companhia e o disposto no Manual para Participação em Assembleias Gerais e/ou no BVD para determinada assembleia, prevalecerão as formalidades estabelecidas nesses últimos.

(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, notarização e consularização

Os acionistas poderão enviar seus votos, por meio do Boletim de Voto à Distância, diretamente à Companhia, nos termos da Resolução CVM nº 81/22, à Rua Padre Valdevino, nº 150, Joaquim Távora, Fortaleza, Ceará, CEP 60135907, aos cuidados da Diretoria de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores, mediante protocolo de recebimento, se entregue em

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

mãos, ou aviso de recebimento (“AR”) caso seja entregue por Correios ou courier. Nesse caso, o acionista deve encaminhar à Companhia os documentos abaixo:

- (i) via física do Boletim de Voto à Distância com (a) todos os seus campos devidamente preenchidos; (b) todas as suas páginas rubricadas; e (c) a assinatura do acionista ou de seu(s) representante(s) legal(is), conforme o caso, nos termos da regulamentação vigente;
- (ii) comprovante de propriedade de ações expedido pela instituição depositária das ações da Companhia; e
- (iii) cópia autenticada dos seguintes documentos, conforme o caso:

Acionista Pessoa Física	Acionista Pessoa Jurídica	Acionista constituído sob a forma de Fundo de Investimento
Documento de identificação com foto. Exemplos: RG, RNE, CNH ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas.	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do acionista, exemplar do último Estatuto ou Contrato Social consolidado e, ainda, a documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do administrador do Fundo de Investimento (ou do gestor, conforme o caso), exemplar do último regulamento consolidado do fundo e do Estatuto ou Contrato Social do seu administrador, além da documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos administradores ou procuração).

O Boletim de Voto à Distância deverá ser recebido em até, no máximo, 7 (sete) dias antes da data de realização da respectiva assembleia, nos termos da Resolução CVM nº 81/22. A Companhia esclarece que o Boletim de Voto a Distância deverá ter firma reconhecida em cartório ou ser assinado por meio de assinatura digital certificada por autoridade credenciada pelo ICP-Brasil e, quanto àquele emitido no exterior, ser notariado e apostilado por notário público ou Tabelião Público devidamente habilitado para este fim, ou consularizado em consulado brasileiro, conforme aplicável, e traduzido para o português por tradutor juramentado, se aplicável.

Quando as circunstâncias assim demandarem, o Manual para Participação em Assembleias Gerais e o Boletim de Voto à Distância (“BVD”), neste caso quando aplicável, poderão simplificar as formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à Companhia para dada Assembleia.

Havendo divergência de formalidades requeridas entre o disposto no Formulário de Referência da Companhia e o disposto no Manual para Participação em Assembleias Gerais e/ou no BVD para determinada assembleia, prevalecerão as formalidades estabelecidas nesses últimos.

Uma vez recebidos o Boletim de Voto à Distância e os documentos que o tiverem acompanhado, a Companhia comunicará o acionista acerca de sua aceitação ou não, neste caso, devidamente justificada, no prazo de 03 (três) dias úteis contados do seu recebimento.

(h) sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância

A Companhia não disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância.

(i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberações, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do Conselho Fiscal no boletim de voto a distância

Caso o acionista pretenda incluir propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal no Boletim de Voto à Distância, será necessário

12.2 - Regras, Políticas E Práticas Relativas às Assembleias Gerais

apresentar tais propostas por meio de correspondência enviada a Rua Padre Valdevino, nº 150, Joaquim Távora, Fortaleza, Ceará, CEP: 60135907, aos cuidados da Diretoria de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores, juntamente com os documentos pertinentes à proposta. Nos termos da Resolução CVM nº 81/22, a solicitação de inclusão de proposta de deliberação, chapas ou candidatos a membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal no Boletim de Voto à Distância deve ser recebida pelo Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores no período entre: (i) o primeiro dia útil do exercício social em que se realizará a Assembleia Geral e até 45 (quarenta e cinco) dias antes da data de sua realização, na hipótese de Assembleia Geral Ordinária; ou (ii) o primeiro dia útil após a ocorrência de evento que justifique a convocação de Assembleia Geral para eleição de membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal; e até 35 (trinta e cinco) dias antes da data de realização da Assembleia, na hipótese de assembleia geral extraordinária convocada para esse fim.

(j) manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

A Companhia não mantém fóruns ou páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das Assembleias Gerais.

(k) outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância

Além do envio do Boletim de Voto diretamente à Companhia, os acionistas poderão optar por exercer o direito de voto à distância por meio de prestadores de serviço seguindo uma das opções abaixo:

- Acionistas com posição acionária em livro escritural: podem exercer o voto à distância por intermédio do escriturador. As instruções de voto deverão ser realizadas através do site Itaú Assembleia Digital. Para votar pelo site é necessário realizar um cadastro e possuir um certificado digital. Informações sobre o cadastro e passo a passo para emissão do certificado digital estão descritas no site: [<http://www.italu.com.br/securitiesservices/assembleiadigital/>.]
- Acionistas com posição acionária em instituição custodiante/corretora: deverão verificar os procedimentos para votar com a instituição custodiante da ação;
- Acionistas com ações custodiadas em mais de uma instituição: (exemplo: parte da posição está custodiada nos livros do escriturador e outra parte com um custodiante, ou ações estão custodiadas em mais de uma instituição custodiante): basta enviar a instrução de voto para apenas uma instituição, o voto será sempre considerado pela quantidade total de ações do acionista.

A Companhia informa ainda que passou a disponibilizar um Manual de Participação nas Assembleias, o qual é divulgado a cada Assembleia, de acordo com as normas aplicáveis.

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Companhia é órgão de deliberação colegiada, responsável pelo estabelecimento das políticas e diretrizes gerais de negócio, incluindo a sua estratégia de longo prazo, o controle e a fiscalização do seu desempenho. É responsável, também, dentre outras atribuições, pela supervisão da gestão dos diretores da Companhia.

(a) número de reuniões realizadas no último exercício social

O Conselho de Administração se reúne de forma ordinária a cada trimestre, e de forma extraordinária, quando necessário, sempre que convocado por seu Presidente ou pelo Vice-Presidente, ou ainda por dois de seus membros, na forma prevista no estatuto social da Companhia.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, foram realizadas 12 Reuniões do Conselho de Administração, sendo 4 ordinárias e 8 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

A Companhia não possui acordo de acionistas vigente na data de apresentação deste Formulário de Referência.

(c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

O Código de Ética da Companhia e as Diretrizes de Governança Corporativa aprovadas na reunião do Conselho de Administração de 7 de dezembro de 2018 preveem a conduta a ser adotada em caso de conflito de interesses a qual orienta como identificar e proceder em situações de conflito de interesses. Essa conduta aplica-se a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia.

O Regimento Interno do Conselho de Administração, aprovado em 23 de setembro de 2020, determina que os Conselheiros atuarão de forma isenta e não poderão participar das deliberações relativas a matérias com relação às quais seus interesses sejam conflitantes com os da Companhia. O documento determina ainda que os Conselheiros devem manifestar eventual conflito de interesse no início de cada reunião, indicando a(s) matéria(s) da Ordem do Dia com a(s) qual(is) possua conflito de interesses e ficando, relativamente a tal(is) matéria(s) impedido de votar. Ademais, qualquer dos Conselheiros poderá alegar existência de conflito de interesses de outro membro do Conselho de Administração, sendo certo que, em não havendo consenso com relação à existência do conflito, os demais Conselheiros (exceto o agente e o paciente) votarão pela existência, ou não, do conflito, determinando, assim, a possibilidade ou não da participação de tal Conselheiro na discussão e deliberação acerca da respectiva matéria.

A Companhia possui também a Política Interna nº 199 sobre Conflito de Interesses, aplicada a todos os administradores e colaboradores das sociedades do Grupo Enel no Brasil, seus fornecedores, prestadores de serviços e parceiros, e que foi elaborada de acordo com as Diretrizes de Governança Corporativa acima mencionadas. A referida política tem como objetivo determinar os critérios gerais de comportamento com intuito de contribuir na transparência e proteção dos interesses da Companhia, estabelecendo mecanismos para orientar na identificação, declaração e resolução de situações que possam apresentar um conflito de interesses. A Companhia esclarece que leis, regulamentos, acordos coletivos e normas de governança aplicáveis prevalecem sobre as disposições contidas na referida política.

Além disso, a Companhia segue as regras estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações, segundo a qual é vedado ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do Conselho de Administração ou da Diretoria, a natureza e extensão do seu interesse.

12.3 - Regras, Políticas E Práticas Relativas ao Conselho de Administração

Adicionalmente, os administradores da Companhia devem ter reputação ilibada, não podendo ser eleitos, salvo dispensa da Assembleia Geral, aquele que tiver interesse conflitante com os da Companhia ou que ocupar cargo em sociedades consideradas concorrentes da Companhia.

(d) política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração

(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

A Companhia aprovou a Política de Indicação e Avaliação de Administradores na Reunião do Conselho de Administração de 23 de setembro de 2020. A referida Política está disponível para consulta no site da CVM.

(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

A Política de Indicação e Avaliação de Administradores, aprovada em Reunião do Conselho de Administração de 23 de setembro de 2020, dispõe que as indicações para preenchimento dos cargos de membros do Conselho de Administração devem observar os requisitos e as vedações legais, incluindo, mas não se limitando, ao disposto nos artigos 145 a 147 da Lei nº 6.404/76 e na Instrução CVM nº 367/02.

Nos termos da referida política, a composição do Conselho de Administração da Companhia deve levar em conta seu tamanho e complexidade organizacional e do negócio. O número de membros do Conselho de Administração deve ser fixado de modo a: (i) assegurar o seu correto funcionamento e de seus Comitês internos, se houver; e (ii) garantir o funcionamento eficiente do órgão colegiado.

Sem prejuízo ao disposto na legislação aplicável, a seleção de membros do Conselho de Administração deve procurar integrar distintas experiências profissionais e gerenciais e habilidades (incluindo aquelas específicas do negócio, econômico-financeiras e legais), combinando, sempre que possível, com a diversidade de sexo, faixa etária e antiguidade dos membros no cargo.

Conforme a Política de Indicação e Avaliação de Administradores aprovada, deverão ser avaliados na identificação dos candidatos: (i) as competências técnicas e profissionais dos candidatos; (ii) a experiência dos candidatos em gestão; (iii) o compromisso exigido para o desempenho do cargo, considerando as posições já ocupadas pelos candidatos em outras sociedades, internas ou externas ao Grupo Enel; (iv) a existência de qualquer conflito de interesse; (v) a relevância de qualquer relação comercial, financeira ou profissional em vigor ou recentemente mantida, direta ou indiretamente, pelos candidatos com a Companhia cuja designação é feita ou com outra sociedade do Grupo Enel; e (vi) quaisquer processos penais ou administrativos contra o candidato, bem como a existência de condenações penais, acordos judiciais ou sanções administrativas contra eles por parte das autoridades competentes.

Para a seleção dos candidatos ao cargo de membro independente do Conselho de Administração da Companhia, deverá ser contratada a assessoria de uma empresa especializada no recrutamento de top manager, a fim de aumentar a eficiência, a eficácia e a imparcialidade dos procedimentos para a identificação dos candidatos.

Pela Política de Indicação e Avaliação de Administradores, os empregados acionistas da Companhia terão direito de eleger um membro do Conselho de Administração, mesmo no caso em que as ações que detenham não sejam suficientes para assegurar tal eleição, cujo mandato deverá coincidir com os mandatos dos demais conselheiros. O Conselheiro representante dos empregados acionistas será por estes escolhido previamente, mediante eleição.

12.4 - Descrição da Cláusula Compromissória Para Resolução de Conflitos Por Meio de Arbitragem

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

Não há cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução de conflitos entre acionistas e entre estes e a Companhia por meio de arbitragem

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

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			
Janaina Savino Vilella Carro	12/02/1980	Pertence apenas à Diretoria	16/12/2021	Dezembro de 2024	2
088.290.577-54	Jornalista	19 - Outros Diretores	16/12/2021	Sim	0.00%
Não há.		Diretora de Comunicação			
Fernando Andrade	22/06/1981	Pertence apenas à Diretoria	28/03/2022	Dezembro de 2024	0
052.136.046-33	Engenheiro eletricitista	19 - Outros Diretores	28/03/2022	Sim	0.00%
Não há		Diretor de Engenharia e Construção			
Márcia Sandra Roque Vieira Silva	14/09/1968	Pertence apenas à Diretoria	16/12/2021	Dezembro de 2024	0
275.382.303-00	Engenheira	10 - Diretor Presidente / Superintendente	16/12/2021	Sim	0.00%
Não há					
Charles de Capdeville	09/12/1965	Pertence apenas à Diretoria	16/12/2021	dezembro de 2024	0
357.710.541-00	Engenheiro	19 - Outros Diretores	16/12/2021	Sim	0.00%
Não há		Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes			
Teobaldo José Cavalcante Leal	29/01/1968	Pertence apenas à Diretoria	16/12/2021	dezembro de 2024	1
304.786.343-15	Administrador	12 - Diretor de Relações com Investidores	16/12/2021	Sim	0.00%
Não há					
Mario Fernando de Melo Santos	18/07/1938	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	7
000.541.194-72	Engenheiro Eletricista	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	12/04/2022	Sim	100.00%
Não há					
MARCIA MASSOTTI DE CARVALHO	01/04/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	1
043.055.727-29	Economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	12/04/2022	Sim	0.00%
Não há					
João Francisco Landim Tavares	15/02/1958	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	2

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

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			
112.869.203-10	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	12/04/2022	Não	100.00%
Não há					
Artur Teixeira Neto	17/04/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	2
616.987.093-15	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	12/04/2022	Não	0.00%
Não há					
MARIA EDUARDA FISCHER ALCURE	10/04/1975	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	0
041.664.917-33	Advogada	23 - Conselho de Administração (Suplente)	12/04/2022	Sim	0.00%
Não há					
JULIA FREITAS DE ALCÂNTARA NUNES	29/10/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	0
072.144.867-41	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	12/04/2022	Sim	0.00%
Não há					
Anna Paula Hiotte Pacheco	05/11/1974	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	0
043.007.817-02	Engenheira	23 - Conselho de Administração (Suplente)	12/04/2022	Sim	0.00%
Não há					
Gino Celentano (YB0553419)	19/04/1968	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	1
888.888.888-88	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	12/04/2022	Sim	0.00%
Não há					
Michele Rodrigues Nogueira	15/09/1977	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	0
069.485.857-95	Contadora	23 - Conselho de Administração (Suplente)	12/04/2022	Sim	0.00%

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

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			
Não há					
Guilherme Gomes Lencastre	17/08/1972	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	2
045.340.147-32	Engenheiro de Produção	20 - Presidente do Conselho de Administração	12/04/2022	Sim	100.00%
Não há					
Nicola Cotugno	24/10/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	2
065.191.267-99	Engenheiro Mecânico	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	12/04/2022	Sim	83.33%
Não há					
Francisco Honório Pinheiro Alves	06/04/1954	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	4
041.594.383-34	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	12/04/2022	Sim	100.00%
Não há.					
Luiz Flavio Xavier de Sá	15/05/1980	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	0
221.355.778-04	Engenheiro Elétrico	39 - Outros Conselheiros / Diretores	12/04/2022	Sim	0.00%
Foi eleito Diretora de Mercado em 16/012/2021, com a posse na mesma data e o mandato com prazo para Dezembro de 2024.		Membro Suplente do Conselho de Administração e Diretor de Mercado			
Alain Rosolino	02/12/1978	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	0
065.642.077-43	Economista	39 - Outros Conselheiros / Diretores	12/04/2022	Sim	0.00%
Foi Eleito Diretor de Pessoas e Organização em 16/12/2021, com a posse na mesma data e o prazo do mandato para dezembro de 2024.		Membro Suplente do Conselho de Administração e Diretor de Pessoas e Organização			
José Nunes de Almeida Neto	15/12/1955	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	1
116.258.723-72	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	12/04/2022	Sim	0.00%

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

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			
Foi eleito Diretor de Relações Institucionais em 16/12/2021, com a posse na mesma data e o mandato com prazo para Dezembro de 2024.		Membro Suplente do Conselho de Administração e Diretor de Relações Institucionais			
Ana Claudia Gonçalves Rebello	07/10/1971	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	12/04/2022	Assembleia Geral Ordinária de 2025	2
011.914.537-58	Advogada	39 - Outros Conselheiros / Diretores	12/04/2022	Sim	0.00%
Foi eleita Diretora Jurídica em 16/012/2021, com a posse na mesma data e o mandato com prazo para Dezembro de 2024.		Membro Efetiva do Conselho de Administração e Diretora Jurídica			
Aldemir Ferreira de Paula Augusto	02/05/1972	Conselho Fiscal	25/04/2023	1 ano	4
620.303.374-04	Advogado	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	25/04/2023	Sim	100.00%
Não há					
Jorge Parente Frota Junior	25/05/1945	Conselho Fiscal	25/04/2023	1 ano	7
001.841.793-00	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	25/04/2023	Sim	100.00%
Não há					
Antonio Cleber Uchoa Cunha	24/10/1953	Conselho Fiscal	25/04/2023	1 ano	17
053.637.133-49	Engenheiro	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	25/04/2023	Sim	100.00%
Não há					
Peter Edward Cortes Marsden Wilson	05/02/1972	Conselho Fiscal	25/04/2023	1 ano	1
168.126.648-20	Administrador	44 - C.F.(Efetivo)Eleito p/preferencialistas	25/04/2023	Não	0.00%
Não há					
Carlos Antonio Vergara Cammas	27/04/1949	Conselho Fiscal	25/04/2023	1 ano	7
000.583.368-00	Administrador	47 - C.F.(Suplent)Eleito p/preferencialistas	25/04/2023	Não	100.00%
Não há					
Antonio Cleto Gomes	15/06/1960	Conselho Fiscal	25/04/2023	1 ano	4
136.627.323-00	Advogado	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	25/04/2023	Sim	0.00%

12.5/6 - Composição E Experiência Profissional da Administração E do Conselho Fiscal

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			

Não há

Experiência profissional / Critérios de Independência

Janaina Savino Vilella Carro - 088.290.577-54

Em 2008, passou a exercer a função de responsável pela área de Comunicação Externa da holding Enel Brasil (setor de energia elétrica) e suas controladas. Em 27/03/2013 foi eleita como Diretora de Relações Institucionais e Comunicação da Ampla Energia e Serviços S.A. (Companhia do Grupo Enel - setor de energia elétrica). Atualmente, é Diretora de Comunicação na Companhia Energética do Ceará – COELCE, Ampla Energia e Serviços S.A., Enel Cien S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica), Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (Companhia do mesmo grupo Enel - setor de energia elétrica), Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica) e Enel Brasil S.A. (Holding - setor de energia elétrica).

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Fernando Andrade - 052.136.046-33

É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia com Mestrado em Engenharia Industrial, pela Universidade Federal Fluminense, e MBA em Gestão Empresarial, pela IBMEC. Desde 2006, atua no Grupo Enel e possui experiência anterior na EDF (Electricité de France). Em 2017, assumiu a posição de responsável por Desenvolvimento de Redes Brasil, no Grupo Enel, até que em 2020, passou a ser o responsável por Desenvolvimento de Redes São Paulo e, em 2021, assumiu a posição de Head de Gerenciamento de Projetos e Construção Brasil. Atualmente, ocupa o cargo de Diretor de Engenharia e Construção da AMPLA, COELCE, CELG e ELETROPAULO.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Márcia Sandra Roque Vieira Silva - 275.382.303-00

De 2010 a 2012 atuou na gestão de desenvolvimento de pessoas, na Enel Brasil. De 2012 a 2014, na Endesa Espanha, ocupou o cargo de Gerente de RH. De 2014 até 2016 ocupou o cargo de Gerente de RH na Enel Green Power.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Charles de Capdeville - 357.710.541-00

Graduado em Engenharia Elétrica, possui Pós Graduação em Gestão de Energia pela Universidade de São Paulo (USP) e Pós Graduação em Desenvolvimento de Liderança pela Universidade da Virginia (EUA). É Diretor de Operações Comerciais de Rede desde de setembro de 2019 na Enel São Paulo. No Grupo Enel desde Junho de 2018, trabalhou também na Eletropaulo por 6 anos onde atuou como Diretor Comercial e Diretor de Operações. Reconhecido por seu conhecimento técnico, foco em resultado, comunicação assertiva e habilidade em desenvolvimento de pessoas.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Teobaldo José Cavalcante Leal - 304.786.343-15

Formação em Administração de Empresas pela Universidade Estadual do Ceará (UECE), com especialização em finanças e MBA Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Ingressou no Grupo Enel como Gerente Financeiro da COELCE, cargo no qual esteve de setembro/2003 a maio/2007, depois de 16 anos de atuação no mercado bancário, como responsável de áreas de negociação e controle de operações financeiras, finanças corporativas e mercado de capitais, entre outras funções de gestão financeira e de desenvolvimento econômico. Foi Diretor Administrativo Financeiro e de Relações com Investidores da Coelce de maio de 2007 a junho de 2008, antes de se transferir a Lima (Peru), para exercer o cargo de Diretor Econômico-Financeiro de Endesa naquele país. Atualmente, é responsável, dentro da Diretoria de AFC, por Finanças, Seguros e Relações com Investidores das empresas do Grupo Enel no Brasil. Em sua trajetória profissional, participou de Conselhos Deliberativos de fundos de pensão e bolsa de valores no Brasil, além de Conselhos de Administração em empresas do Grupo Enel, no Brasil e no Peru.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

Trabalhou na Companhia Hidroelétrica do São Francisco de 1962 a 1990 exercendo função de Engenheiro e Gerente na área de Construção, Operação e Manutenção do Sistema Energético, Diretor de Operação e Presidente em exercício em diversas oportunidades. Foi coordenador nacional de Abastecimento do Departamento Nacional de Combustíveis SNE/MINFRA, de Julho de 1990 até Abril de 1991. Diretor de Operação de Sistema e Presidente interino nas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS entre 1991 e 1998. Foi Diretor – Geral da ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico por 08 anos.. Ocupou o cargo de Presidente do Conselho de Administração da Ampla Investimentos e Serviços S.A. desde 28 de abril de 2006 até 21 de novembro de 2011, data de sua incorporação. Além disso, foi Presidente do Conselho de Administração da Enel Brasil S.A. de 2005 a 2021, da Ampla de 2008 a 2021 e da Coelce de 2006 a 2021. Atualmente, é Vice-Presidente dos Conselhos de Administração da Enel Brasil, Ampla, Coelce e Celg.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

MARCIA MASSOTTI DE CARVALHO - 043.055.727-29

Formada em ciências econômicas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) em 1998. Em 2001, concluiu o curso de pós-graduação em marketing pelo IGA-PUC-RJ. Em 2002, concluiu o curso de pós-graduação em gestão em telecomunicações pela Fundação Dom Cabral, e em 2004, concluiu o curso de pós-graduação em empreendedorismo pela ESPM, no Rio de Janeiro. Em 2007, concluiu o mestrado de economia com ênfase em finanças pelo IBEMEC-RJ, onde defendeu a tese “uso de opções reais para precificação das garantias de contrato: o caso expresso aeroporto”. Iniciou suas atividades profissionais como analista em 1997, no banco BVA S.A, banco de investimentos do Rio de Janeiro, onde ficou até 2001, quando foi aprovada em um processo para trainee na Embratel S.A., onde permaneceu por 5 anos. Ingressou no Grupo Enel em 2006 para trabalhar como especialista em Planejamento e Controle da holding Enel Brasil. Em 2008, assumiu o cargo de responsável pelo Planejamento e Controle pelas empresas de geração do Grupo. Em 2009, depois de uma reestruturação das atividades pró-processos, assumiu a responsabilidade da área de reporte, onde ficou por 2 anos. Em 2011, assumiu o cargo de responsável pela secretaria técnica, área criada para suporte à presidência da Enel Brasil, onde permaneceu por 4 anos. Em dezembro de 2014, assumiu a responsabilidade pela área de Sustentabilidade de todas as empresas do Grupo.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

João Francisco Landim Tavares - 112.869.203-10

É funcionário da Coelce e atua como gerente de departamento. É membro do Conselho de Administração da Companhia, escolhido pelos empregados e aposentados, nos termos do art. 13 §2º do Estatuto Social da Companhia e do Edital de Privatização, de 16 de fevereiro de 1998.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Artur Teixeira Neto - 616.987.093-15

Formado em administração com pós graduação em gerenciamento de projetos. Ingressou na Coelce em 1996 como eletrotécnico, atuando na área de projetos de distribuição de redes MT/BT em Fortaleza até 2003. Em 2005, passou a responsável da Divisão de Projetos. Em outubro de 2005, passou a ser analista de investimentos na área de Planejamento e Controle, atuando no acompanhamento da carteira de projetos de investimentos. Em 2012, passou a especialista de investimentos. Em 2015 foi promovido a especialista da área de Gestão da Operação Técnica. Em 2016, passou a responsável da área de Gestão de Operações Ceará. Em 2017, foi indicado a suplente do Conselho Fiscal da Faelce – Fundação Coelce de Seguridade Social. Em 2018, foi convidado para ser presidente do Conselho deliberativo da Faelce e no mesmo ano passou a assumir a área de Network Planning & Investment até os dias atuais.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

MARIA EDUARDA FISCHER ALCURE - 041.664.917-33

Graduada em Direito pela Universidade Estácio de Sá em 1998. Em 2001, concluiu o curso de pós-graduação em Direito Empresarial pelo IBMEC. Iniciou suas atividades profissionais no Escritório de Advocacia Gouvêa Vieira (setor jurídico), ainda como estagiária, em 1996 onde ficou como sócia até 2006. Ingressou no grupo Enel em 2006 para trabalhar como responsável do jurídico societário da holding Enel Brasil (setor de energia elétrica). Em 2008, passou a ser responsável pelo jurídico societário não só da holding, mas de todas as sociedades do Grupo no Brasil, cargo que exerce até hoje. Ocupa, também, o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração da Celg Distribuição S.A. - CELG D (Companhia do grupo Enel - setor de energia elétrica).

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

JULIA FREITAS DE ALCÂNTARA NUNES - 072.144.867-41

Graduou-se em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Iniciou sua carreira, em 2002, como Gerente Financeira da Brasil Sullne Com Ltda., Grupo com diferentes negócios para o Setor Público, tais como Lavanderia Hospitalar, Confeção Industrial, Construção Civil, Segurança Pública e Agronegócio. Em 2006, ingressou no Grupo Enel como Analista de Planejamento e Controle da Ampla Energia e Serviços S.A., atuando como responsável pela implementação, no Brasil, do Sistema de Reporting da EnelSpA. Posteriormente, ocupou diversos cargos dentro do Grupo. Foi Responsável de Planejamento e Controle de Geração e de Gestão de Energia Brasil, de 2015 a 2016, e atualmente é a Responsável de Planejamento e Controle de Infraestrutura e Redes Brasil. Principais atribuições: gestão dos processos de Business Plan e de Budget; controle mensal dos resultados; revisões orçamentárias ao longo do ano corrente; responsável pelos processos de modelagem da margem das distribuidoras, incluindo o modelo regulatório de definição de tarifas; participação ativa nas análises econômicas e financeiras dos Business Plan dos processos de M&A da Business Line de distribuição no Brasil; e participação ativa no processo de Take Over de empresas.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Anna Paula Hiotte Pacheco - 043.007.817-02

Formada em Engenharia de Produção pela Pontifícia Universidade Católica (PUC), com especialização em Gerenciamento de Projetos de Engenharia de Produção na Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. Ingressou no Grupo Enel em 2000, tendo ocupado a posição de Coordenadora de Regulação e Comercialização de Energia entre março de 2000 a setembro de 2010. Posteriormente, ainda em setembro de 2010, assumiu a posição de Gerente de Regulação e Comercialização na Companhia Energia Sustentável do Brasil S.A – GDF, onde permaneceu até janeiro de 2013. Em fevereiro de 2013 voltou para o Grupo Enel, onde assumiu a posição de Diretora de Regulação Brasil e Uruguai da Enel Green Power Brasil, braço de energia renovável do grupo Enel no país. Em dezembro de 2016, foi nomeada Diretora de Regulação da Enel Green Power Cachoeira Dourada e em abril de 2018 passou a ser também membro do Conselho de Administração da EGP Cachoeira Dourada e da CGTF- Central Geradora Termelétrica Fortaleza. Em julho de 2018, passa a assumir a posição de Diretora de Regulação de todas as sociedades da Enel no Brasil. Além disso, é Conselheira da Abeeólica e Abragel. Dentre as várias atividades exercidas, destaca-se a sua participação no primeiro leilão de energia solar, na obtenção da nova regulamentação de revisão de garantia física para usinas eólicas e na dispensa da obrigação de realizar novo leilão para usinas hidrelétricas existentes até 50 MW.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Gino Celentano (YB0553419) - 888.888.888-88

De nacionalidade italiana, é graduado em Engenharia Elétrica, com honras, pela Universidade de Nápoles Federico II, e recebeu seu Ph.D. em máquinas elétricas em 1996, com foco em motores assíncronos, ganhando no mesmo ano o “Prêmio Cannone” na Universidade de Pisa. Trabalhou como professor assistente na Universidade de Nápoles Federico II e ingressou na Enel Distribuição Itália, como Gerente de Sistemas de Controle Remoto de Rede, ocupando o cargo de 1997 a 1999. Em janeiro de 1999, passou a ocupar o cargo de Gerente de Controle Remoto de Redes, até 2001. De 2001 a 2002, ocupou cargo de Gerente de Redes de Alta Tensão. De 2002 a 2006, exerceu cargo de Gerente de Infraestrutura e Redes da região de Salerno, Itália, onde, também, ocupou cargo de Gerente de Operação e Manutenção, do ano de 2006 a 2007. Durante o mesmo ano de 2007, exerceu a função de Gerente de Suporte Técnico e, em seguida, Gerente de Desenvolvimento de Redes, das regiões de Puglia e Basilicata, na Itália. Já no ano de 2008, passou a exercer a função de Head de Infraestrutura e Redes das regiões de Puglia e Basilicata até 2010. De 2010 a 2019, exerceu função de Head de Infraestrutura e Redes em diversas regiões da Itália, até ocupar, atualmente, o cargo de Head de Infraestrutura e Redes Brasil.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Michele Rodrigues Nogueira - 069.485.857-95

Formada em Ciências Contábeis pela Universidade Gama Filho, com especialização em Gestão Tributária pela Universidade Cândido Mendes e Gestão de Negócios com ênfase no Setor Elétrico pelo IBMEC. Ingressou no Grupo Enel em 2005, tendo ocupado, entre outros cargos, o de Responsável pela Gestão Tributária do grupo Enel no Brasil e o de membro titular do Conselho Administrativo da Ampla Investimentos S/A e da Brasileiros. Atualmente é Diretora de Administração, Planejamento e Controle, Financeiro e de Relações com Investidores.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Guilherme Gomes Lencastre - 045.340.147-32

Formação em Engenharia de Produção - Civil pela Pontifícia da Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Desde 2014 exerce a função de Diretor de Desenvolvimento de Negócios de Infra-Estrutura e Redes do Grupo Enel. Nos 6 (seis) anos anteriores também exerceu a função de CEO (Chief Executive Officer) das Empresas de Geração do Grupo Enel no Brasil (CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A e Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A – CDSA, atual Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A) e da Transmissora do Grupo Enel no Brasil (atual Enel Cien S.A). Além disso, foi: (i) membro do Conselho de Administração da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. – CGTF, de novembro de 2005 a dezembro de 2012, tendo ocupado a posição de Presidente do respectivo conselho de janeiro de 2009 a dezembro de 2012; (ii) membro do Conselho de Administração da Companhia de Interconexão Energética - CIEN (atual Enel Cien S.A.), de janeiro de 2009 a junho de 2011; e (iii) membro do Conselho de Administração das Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A – CDSA (atual Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A), de fevereiro de 2005 a junho de 2011, tendo ocupado o cargo de Presidente de referido conselho de abril de 2009 a junho de 2011. Atualmente, é Diretor de Desenvolvimento de Negócios de Infra-Estrutura e Redes da Enel Brasil.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Nicola Cotugno - 065.191.267-99

Formado em Engenharia Mecânica pela Universidade La Sapienza de Roma (Italia). Também cursou: (i) o Programa executivo de estudo de liderança para Energia pela Harvard Business School; (ii) a Tecnologia de estudo Nuclear para Executivos no Department of Nuclear Science and Engineering/MIT; (iii) o Programa Executivo Internacional pelo Institut européen d'administration des affaires - INSEAD (França); e (iv) o Treinamento técnico para gestores da ENEL pela ENEL Power Generation Academy. Atualmente é CEO da Enel Chile. Foi: (i) membro do Conselho de Administração da Eurelectric (Associação das Empresas Europeias de Energia Elétrica); e (ii) membro do Conselho de Administração da Wano (Moscow Centre). Além destas, nos últimos 5 (cinco) anos também exerceu a função de: (i) Diretor de Geração, Diretor da Divisão de Gerenciamento de Energia e membro do Conselho de Administração da Slovenske Electrame (Eslováquia), de janeiro de 2013 a janeiro de 2015; e (ii) CEO da Slovenské Elektrárne (Eslováquia) e Presidente do Conselho de Administração Slovenske Electrame (Eslováquia), de fevereiro de 2015 a agosto de 2016. É membro do Conselho de Administração da Companhia desde outubro de 2019.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Francisco Honório Pinheiro Alves - 041.594.383-34

Nos últimos 5 anos, atuou como empresário do ramo supermercadista. É Diretor-Presidente do Pinheiro Supermercado - O Bom Vizinho (setor de serviços), Presidente da Câmara de Diretores Lojistas de Fortaleza, 1º Vice-Presidente da Federação das Câmaras de Dirigentes Lojistas do Ceará (FCDL), Diretor da Confederação Nacional dos Dirigentes Lojistas (CNDL), Diretor da Associação Cearense de Supermercados e da Super Rede (ACESU). É, também, membro do Conselho Estadual de Desenvolvimento Econômico, do Conselho Universitário da UFC – CONSUNI e do Conselho SESC. É membro independente do Conselho de Administração da Companhia e foi escolhido pela sua vasta experiência no setor comercial, considerando as experiências e atuações acima citadas.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Luiz Flavio Xavier de Sá - 221.355.778-04

Engenheiro Elétrico com especializações em Business Administration pela FGV e pela Strathclyde Business School (Universidade de Glasgow, Escócia), este último com ênfase em Administração de Energia Global. Dono de uma carreira sólida no setor elétrico desde o seu ingresso na Elektro em 2005 com passagem mais recente no grupo Neoenergia a partir de 2017. Tem grande experiência desde a atuação como Engenheiro, Coordenação de área de projetos e planejamento, Gerência de operações, incluindo áreas de tecnologia, medição e telecomunicações e gestão de projetos estratégicos. A partir de 2016, ainda na Elektro, iniciou sua atuação como Gerente Executivo de Atendimento ao Cliente e posteriormente no Grupo Neoenergia passou a liderar a mesma área de relacionamento com o cliente na posição de Superintendente e Diretor.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Alain Rosolino - 065.642.077-43

Graduação em Economia e mestrado em Gestão de Negócios pela L.U.I.S.S. University (Roma). Nos últimos 5 anos, exerceu, em 2016, função de Gestor de Recursos Humanos da Enel S.p.A., no Chile; participou da integração da Enel Green Power Chile na estrutura do país, durante o período compreendido entre janeiro de 2017 e dezembro de 2018; e, de 2018 a 2019, exerceu função de Gestor de Recursos Humanos da Enel S.p.A., na Argentina. Atualmente, exerce a função de Head of People and Organization, no Brasil, além de ser Diretor de Recursos Humanos e Organização da Enel Brasil S.A., desde 25 de novembro de 2019.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

Graduado em Engenharia Elétrica, em 1979, pela Universidade Federal do Ceará - UFC, possui cursos de Especialização STC Executivo, Engenharia e Gestão na Fundação Dom Cabral, Northwestern University e Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Pós-graduado no ano de 2000, em Eficiência e Qualidade Energética, também, pela Universidade Federal do Ceará - UFC. Em novembro de 1999 passou a ser Gerente de Projetos Institucionais, trabalhando na otimização do programa de investimentos especiais do Estado do Ceará e desde 2015 assumiu a Diretoria de Relações Institucionais do Grupo Enel no Brasil.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Ana Claudia Gonçalves Rebello - 011.914.537-58

Advogada, graduada pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro, com MBA em Gestão de Negócios de Energia Elétrica pelo IBMEC, com especialização em Arbitragem pela FGV/RJ. Ingressou no Grupo Enel em 2004, como Diretora Jurídica da Enel Distribuição Rio, tendo de 2006 a 2017 ocupado o cargo de Diretora Jurídica de Geração e Energy Management, passando, a partir de 2017, a também ser responsável pelos assuntos jurídicos das empresas Enel Green Power.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Aldemir Ferreira de Paula Augusto - 620.303.374-04

Associado gerente das filiais de Fortaleza (CE) e Recife (PE) do escritório profissional De Rosa Siqueira, Almeida, Barros Barreto e Advogados Associados S/C, atua como especialista em Direito Tributário, Comercial e Societário. Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Jorge Parente Frota Junior - 001.841.793-00

Nos últimos cinco anos, já foi eleito anteriormente para o cargo de membro efetivo do Conselho Fiscal da Coelce. É Vice-Presidente da Confederação Nacional da Indústria – CNI desde 2002, Membro do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia desde 2003 e Membro do Conselho Superior da Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, do Ministério da Educação desde 2001.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Antonio Cleber Uchoa Cunha - 053.637.133-49

É graduado em Engenharia Civil pela Universidade de Fortaleza (UNIFOR). Desde outubro de 1997 é Cônsul Honorário do Chile em Fortaleza. Ocupou o cargo de Diretor da União das Classes Produtoras do Ceará-UCP e Membro do Conselho Curador da Fundação Apinco de Ciência e Tecnologia Avícolas-FACTA, em Campinas-SP. Foi Membro do Conselho de autoridade portuária do porto do Mucuripe, do Conselho de Desenvolvimento Econômico do Estado do Ceará, do Conselho do SEBRAE, do Conselho de representantes da FIEC, do Pacto de Cooperação do Estado do Ceará, do Conselho Estadual do Trabalho do Ceará, do Conselho de Administração da Coelce e do Pensamento Nacional das Bases Empresariais – PNBE. Atualmente ocupa o cargo de Vice-Presidente da Federação das Associações do Comércio, Indústria e Agropecuária do Estado do Ceará-FACIC e é Secretário das Finanças no município do Maracanaú – CE.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Peter Edward Cortes Marsden Wilson - 168.126.648-20

Graduação em Administração Pública pela EAESP/FGV, com MBA em Finanças pela EAESP/FGV e mestre em Economia pela Escola de Economia de São Paulo. Possui experiência em fundos de ações e renda fixa, como gestor de investimentos e reestruturação nas áreas de tesouraria e controladoria e tecnologia de banco. Atualmente, é CEO do Grupo Ikesaki e TAIFFeCo-CEO na InspIR Brazil.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Carlos Antonio Vergara Cammas - 000.583.368-00

Carreira de mais de 30 anos como executivo das maiores Instituições Financeiras no Brasil e das grandes empresas de Consultoria e Auditoria. Head nas áreas de Riscos, Riscos Operacionais, Controles Internos, Compliance, SOX, Auditoria, Controladoria, Produtos Bancários, Derivativos, Contabilidade Geral, Contabilidade Bancária, Análise das Demonstrações Financeiras. Além disso, possui também experiência acadêmica e docente, atuando como Professor de diversas disciplinas dos cursos de MBAs oferecidos pela Fipecafi – USP, MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria da FGV – Fundação Getúlio Vargas e MBA em Gestão dos Riscos da BM&F – Bolsa de Mercadorias e Futuros. Professor e Palestrante em congressos e cursos da Febraban, Anbima, Confederação Nacional dos Bancos, ABBC, ABBI, ANCOR e BM&F.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Antonio Cleto Gomes - 136.627.323-00

Sócio-Diretor de Cleto Gomes – Advogados Associados desde 1992.

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Janaina Savino Vilella Carro - 088.290.577-54	
N/A	Não há.
Fernando Andrade - 052.136.046-33	
N/A	Não há
Márcia Sandra Roque Vieira Silva - 275.382.303-00	
N/A	N/A
Charles de Capdeville - 357.710.541-00	
N/A	Não há
Teobaldo José Cavalcante Leal - 304.786.343-15	
N/A	Não há
Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72	
N/A	Não há
MARCIA MASSOTTI DE CARVALHO - 043.055.727-29	
N/A	Não há
João Francisco Landim Tavares - 112.869.203-10	
N/A	Não há
Artur Teixeira Neto - 616.987.093-15	
N/A	Não há
MARIA EDUARDA FISCHER ALCURE - 041.664.917-33	
N/A	Não há
JULIA FREITAS DE ALCÂNTARA NUNES - 072.144.867-41	
N/A	Não há
Anna Paula Hiotte Pacheco - 043.007.817-02	

N/A	Não há
Gino Celentano (YB0553419) - 888.888.888-88	
N/A	Não há
Michele Rodrigues Nogueira - 069.485.857-95	
N/A	Não há
Guilherme Gomes Lencastre - 045.340.147-32	
N/A	Não há
Nicola Cotugno - 065.191.267-99	
N/A	Não há
Francisco Honório Pinheiro Alves - 041.594.383-34	
N/A	Não há
Luiz Flavio Xavier de Sá - 221.355.778-04	
N/A	Não há
Alain Rosolino - 065.642.077-43	
N/A	Não há
José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72	
N/A	Não há
Ana Cláudia Gonçalves Rebello - 011.914.537-58	
N/A	Não há
Aldemir Ferreira de Paula Augusto - 620.303.374-04	
N/A	Não há
Jorge Parente Frota Junior - 001.841.793-00	
N/A	Não há
Antonio Cleber Uchoa Cunha - 053.637.133-49	
N/A	Não há
Peter Edward Cortes Marsden Wilson - 168.126.648-20	
N/A	Não há
Carlos Antonio Vergara Cammas - 000.583.368-00	
N/A	Não há
Antonio Cleto Gomes - 136.627.323-00	
N/A	Não há

12.7/8 - Composição Dos Comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões

Outros cargos/funções exercidas no emissor

Eugenio Belinchón Gueto	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Não estatutário	Presidente do Comitê	05/08/1976	21/02/2022	Não há
717.604.471-61		Economista		21/02/2022	0	0.00%

Responsável da Auditoria Interna da Companhia como Responsável pela Prevenção de Delitos (Função de Compliance Antisuborno)

Experiência profissional / Critérios de Independência

Eugenio Belinchón Gueto - 717.604.471-61

Licenciado em Ciências Económicas pela Universidade Complutense de Madrid. Possui MBA Executivo pelo Instituto de Empresa e especialização em Gestão de Riscos pela Harvard Business School. Vinculado ao Grupo Enel desde 1998, ocupou diversas responsabilidades na função de Auditoria Interna na Europa e América Latina. Entre 2009 e 2013 fez parte da função de Gestão de Risco Corporativo do Grupo Enel como responsável de Enterprise Risk Management para a região Iberia-LatAm. Em 2014, retornou à função de Auditoria Interna, assumindo diferentes responsabilidades em nível latino-americano, incluindo Gerente de Auditoria e Compliance Officer das empresas do Grupo Enel na Colômbia (2016-2019), Chile (2020-2021) e Brasil (desde 2022).

Não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e/ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
--------------------	-------------------------

Eugenio Belinchón Gueto - 717.604.471-61

N/A

Não há

12.9 - Existência de Relação Conjugal, União Estável ou Parentesco Até O 2º Grau Relacionadas A Administradores do Emissor, Controladas E Controladores**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não aplicável, pois, na data deste Formulário de Referência, não existe nenhuma relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores da Companhia, controladas ou controladores.

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Exercício Social 31/12/2021			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Mario Fernando de Melo Santos	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Nicola Cotugno	065.191.267-99	Subordinação	Controlada Direta
Membro efetivo do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor-Presidente			
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Guilherme Gomes Lencastre	045.340.147-32	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Administrador do Emissor</u>			
José Nunes de Almeida Neto Membro da Diretoria e Membro suplente do Conselho de Administração	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A. Diretor de Relações Institucionais	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
MARCIA MASSOTTI DE CARVALHO Membro efetivo do Conselho de Administração	043.055.727-29	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A. Diretora de Sustentabilidade	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Gino Celentano (YB0553419) Membro efetivo do Conselho de Administração	888.888.888-88	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A. Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Alain Rosolino	065.642.077-43	Subordinação	Controlador Direto

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Membro da Diretoria e Membro suplente do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Pessoas e Organização			
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Janaina Savino Vilella Carro	088.290.577-54	Subordinação	Controlador Direto
Membro da Diretoria			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretora de Comunicação			
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Anna Paula Hiotte Pacheco	043.007.817-02	Subordinação	Controlador Direto
Membro suplente do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretora de Regulação			
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

Exercício Social 31/12/2020			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Mario Fernando de Melo Santos	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Membro efetivo do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Nicola Cotugno	065.191.267-99	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração e Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes			
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Guilherme Gomes Lencastre	045.340.147-32	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes			
<u>Observação</u>			
Não aplicável.			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Cristine de Magalhães Marcondes	031.702.246-62	Subordinação	Controlador Direto
Membro da Diretoria e do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Endesa Brasil S.A. Diretora Adjunta	07.523.555/0001-67		
Observação Não aplicável.			
<hr/>			
Administrador do Emissor José Nunes de Almeida Neto Membro da Diretoria e do Conselho de Administração	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Endesa Brasil S.A. Diretor de Relações Institucionais	07.523.555/0001-67		
Observação Não aplicável.			
<hr/>			
Administrador do Emissor Gino Celentano (YB0553419) Membro do Conselho de Administração	888.888.888-88	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Endesa Brasil S.A. Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes	07.523.555/0001-67		
Observação Gino Celentano foi indicado ao cargo de Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes na Ene Brasil S.A. Atualmente é head de infraestrutura e redes da Enel no Brasil.			
<hr/>			
Administrador do Emissor José Nunes de Almeida Neto Membro da Diretoria e Membro suplente do Conselho de Administração	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Enel Brasil S.A. Diretor de Relações Institucionais			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Observação Não aplicável.			
Administrador do Emissor			
MARCIA MASSOTTI DE CARVALHO Membro suplente do Conselho de Administração	043.055.727-29	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil S.A. Diretora de Sustentabilidade	07.523.555/0001-67		
Observação Não aplicável.			
Administrador do Emissor			
Alain Rosolino Membro da Diretoria e Membro suplente do Conselho de Administração	065.642.077-43	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil S.A. Diretor de Recursos Humanos e Organização	07.523.555/0001-67		
Observação Não aplicável.			
Administrador do Emissor			
Anna Paula Hiotte Pacheco Membro suplente do Conselho de Administração	043.007.817-02	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil S.A. Diretora de Regulação	07.523.555/0001-67		
Observação Não aplicável.			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2019Administrador do Emissor

MARCIA MASSOTTI DE CARVALHO
Membro Suplente do Conselho de Administração

043.055.727-29

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.
Diretora de Sustentabilidade

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Guilherme Gomes Lencastre
Membro Efetivo do Conselho de Administração

045.340.147-32

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.
Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Mario Fernando de Melo Santos
Presidente do Conselho de Administração

000.541.194-72

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.
Presidente do Conselho de Administração

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função MARGOT FROTA COHN PIRES Diretora de Compras	718.593.303-04	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Endesa Brasil S.A. Diretora de Compras	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor José Nunes de Almeida Neto Membro Suplente do Conselho de Administração	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Endesa Brasil S.A. Diretor de Relações Institucionais	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Janaina Savino Vilella Carro Diretora de Comunicação	088.290.577-54	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Endesa Brasil S.A. Diretora de Comunicação	07.523.555/0001-67		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Nicola Cotugno Vice Presidente do Conselho de Administração	065.191.267-99	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle Entre Administradores E Controladas, Controladores E Outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor Presidente			
Observação			

12.11 - Acordos, Inclusive Apólices de Seguros, Para Pagamento ou Reembolso de Despesas Suportadas Pelos Administradores

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

Em linha com a sua política de contratação de seguros, a Companhia contratou apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Administradores ("D&O"), visando garantir aos administradores da Companhia o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de reparação de danos causados a terceiros, durante o regular exercício de suas atividades, que impliquem, entre outros: Bloqueio e Indisponibilidade de Bens, custos Emergenciais, Danos Morais, Eventos Extraordinários com Reguladores, Custos de Processo de Extradicação, Gerenciamento de Crise (Empresa Capital Aberto), Custos de Investigação Práticas Trabalhistas, Proteção da Imagem Pessoal, Responsabilidade Tributária, Garantias Pessoais, Responsabilidade da sociedade por Reclamações de Valores Mobiliários na B3, Bens e Liberdade, Multas e Penalidades, Custo de Defesa e demais perdas por Danos Ambientais e Inabilidade da pessoa segurada.

A contratação da cobertura de pagamento de multas e acordos contratuais visa garantir aos administradores que a Companhia os manterá indenidos contra perdas decorrentes de reclamações de terceiros que acarretem em, multas e penalidades em virtude de atos danosos praticados no exercício regular das suas funções, excetuadas as hipóteses de culpa grave e dolo, além de outras previstas no mesmo contrato. A Companhia entende que ao contratar tal cobertura ao seu D&O, estará em conformidade com as melhores práticas de mercado, aumentando a proteção de seus administradores no exercício de sua função na Companhia.

A atual apólice de D&O está vigente até 10 de novembro de 2022, e tem um prêmio líquido pago no valor de R\$ 82.151,17. A referida apólice de Seguro, contratada em nome da Enel Brasil S.A., abrange não só os executivos da Coelce como também os executivos das demais organizações da Enel Brasil S.A., podendo tal limite ser insuficiente para garantir a indenização de eventuais danos causados a terceiros.

A Companhia não presta compromisso de indenidade com seus administradores que preveja o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à companhia ou do pagamento de multas e acordos administrativos que não estejam cobertos pelo D&O.

12.12 - Outras informações relevantes**12.12 - Outras informações relevantes****Assembleias Gerais**

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais, foram realizadas as seguintes assembleias gerais da Companhia, as quais foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação:

Assembleia	Data	Quórum de instalação
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	29/04/2019	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	28/04/2020	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Extraordinária	26/06/2020	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Extraordinária	30/03/2021	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	26/04/2021	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Extraordinária	09/03/2022	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	12/04/2022	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Extraordinária	25/04/2022	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

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;

De acordo com o artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações, cabe a Assembleia Geral de Acionistas da Companhia fixar o montante global ou individual da remuneração dos membros da sua administração.

Adicionalmente, a política de remuneração da Companhia é estipulada considerando, para cada cargo, conhecimentos exigidos, complexidade e das atividades e resultados específicos.

A filosofia e as políticas de remuneração se aplicam aos membros do conselho de administração e do conselho fiscal, bem como aos membros da diretoria da Companhia.

b. composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles;

Conselho de Administração

Dentre os membros do conselho de administração da Companhia, o conselheiro representante dos empregados e os conselheiros independentes fazem retirada mensal, cujo valor tem como objetivo reconhecer o valor do tempo e dedicação dos respectivos conselheiros, com base na contribuição do tempo de tais conselheiros para o melhor desempenho e o crescimento dos negócios da Companhia.

Já os demais membros do Conselho de Administração, que não os indicados acima, não recebem remuneração por participação em reuniões, uma vez que os mesmos já recebem remuneração mensal pelos demais cargos efetivamente ocupados por estes na Companhia e/ou em empresas do grupo Enel, controladora da Companhia.

Para os membros do Conselho de Administração, não há pacote de benefícios e pagamento de remuneração variável.

Diretoria

Os componentes da remuneração dos membros da diretoria da Companhia e a proporção de cada elemento na remuneração total estão descritos a seguir:

Salário-base: salário nominal, também definido como a remuneração fixa, pago mensalmente pela posição que ocupam, tendo como objetivo o tempo e a dedicação do diretor, bem como sua experiência e contribuição para o desempenho e o crescimento dos negócios da Companhia;

Remuneração variável: bônus de curto e longo prazo baseados em metas corporativas e individuais. Pagamento anual e diferido em 3 anos, cujo objetivo é o de compartilhar os riscos e os resultados do negócio com os executivos da Companhia, alinhando os interesses da estratégia da Companhia aos de seus executivos, bem como reconhecendo o desempenho dos diretores ao longo do ano; e

Benefícios: compõem a remuneração indireta de curto prazo. A Companhia oferece benefícios, tais como: (a) assistência médico-hospitalar; (b) assistência odontológica; (c) seguro de vida; (d) previdência complementar; (e) check-up médico; e (f) veículo designado para cargos de alta liderança (apenas para diretoria da Companhia), com objetivo de atender às práticas usualmente vistas em empresas no mercado em geral.

Conselho Fiscal

A remuneração dos membros do Conselho Fiscal é constituída em sua totalidade de remuneração fixa mensal,

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

cujo valor tem como objetivo reconhecer o valor do tempo e dedicação dos respectivos membros do Conselho Fiscal. Não faz jus a recebimento de outros benefícios diretos ou indiretos.

ii. em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento na remuneração total;

Para a diretoria da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2021
Remuneração fixa	86%	69%	61%
Remuneração variável	3%	28%	37%
Benefícios	11%	3%	2%

Para os membros do Conselho de Administração que fazem retirada mensal a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2021
Remuneração por participação em reuniões	100%	100%	100%
Remuneração variável	0%	0%	0%
Benefícios	0%	0%	0%

Para os membros do Conselho Fiscal que recebem remuneração fixa mensal, a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2020	Exercício findo em 31/12/2021
Remuneração por participação em reuniões	100%	100%	100%
Remuneração variável	0%	0%	0%
Benefícios	0%	0%	0%

Não existem comitês da Companhia ou estruturas organizacionais assemelhadas da Companhia, mesmo que não estatutários, que remunerem seus membros.

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração;

A metodologia de cálculo para o reajuste da remuneração total da diretoria é definida pelo acionista controlador (Enel Brasil S.A.) considerando os índices de inflação do ano anterior, o posicionamento do profissional no mercado, a equidade interna e o desempenho do executivo.

iv. razões que justificam a composição da remuneração;

Práticas de mercado, legislação e diretrizes do acionista controlador.

As práticas de mercado relacionam-se diretamente com a remuneração da Diretoria. Assim, a partir dos resultados de pesquisas elaboradas com base em salários regionais, empresas de faturamento similar ou ramo de atividade, avalia-se a adequação da remuneração de cada membro às estruturas de faixas salariais de acordo com o cargo exercido.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

Ressalta-se que a determinação da remuneração da Diretoria, excetuando os benefícios e remunerações variáveis, reflete na definição da remuneração global dos membros do Conselho Fiscal, pois conforme diretrizes aprovadas em assembleia geral, o valor da remuneração de cada membro do referido conselho deverá ser equivalente a 10% (dez por cento) da remuneração que, em média, for efetivamente para a cada Diretor. Em Assembleia Geral também é determinada a remuneração dos membros do Conselho de Administração, bem como o montante máximo, entre remunerações fixa e variável, a ser distribuído e individualizado entre os membros Administradores da Companhia.

v. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato.

Os membros do Conselho de Administração (conselheiros não independentes) que são indicados pelo controlador da Companhia não recebem remuneração por participação em reuniões, uma vez que os mesmos já recebem remuneração mensal pelos demais cargos efetivamente ocupados por estes na Companhia e/ou em empresas do grupo Enel, controladora da Companhia.

c. principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração;

Para Diretoria, a remuneração na forma de salário-base e benefícios não estão relacionados a indicadores de desempenho, vez que seguem práticas de mercado, conforme mencionado no item b (iv) acima.

A remuneração variável é baseada em indicadores de desempenho, econômicos, financeiros, segurança do trabalho e projetos relacionados as áreas de atuação dos diretores estatutários.

d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho;

O salário-base e os benefícios não são alterados, pois seguem práticas do mercado (conforme descrito acima). A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais.

e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;

A remuneração fixa segue padrões de mercado. A remuneração variável está composta por indicadores de desempenho, os quais estão alinhados com os objetivos da Companhia, para garantir a sua sustentabilidade no curto, médio e longo prazo.

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

A Diretoria da Companhia possui remuneração suportada por algum(s) de seu(s) acionista(s) controlador(s) diretos ou indiretos, conforme divulgado no item 13.15.

g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor.

Não existe qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de eventos societários.

h. práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria

(i) órgãos e comitês que participam do processo decisório e de que forma participam

O processo decisório relacionado às práticas de remuneração dos administradores da Companhia é de responsabilidade do Conselho de Administração, órgão este responsável pela decisão final.

(ii) critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual

A remuneração da Companhia segue as práticas com base em pesquisas de mercado e alinhamentos ao grupo Enel e visa atrair e reter profissionais competentes e qualificados para as funções previstas.

13.1 - Descrição da Política ou Prática de Remuneração, Inclusive da Diretoria Não Estatutária

Para a definição dos valores alvos de remuneração variável e fixa, a Companhia utiliza uma metodologia que mensura a importância e a complexidade dos trabalhos relativos aos resultados esperados para o determinado cargo. Além disto, a Companhia utiliza pesquisas para comparação das práticas internas com as práticas utilizadas pelo mercado. Essas pesquisas levam em consideração a participação de um grupo de empresas que são selecionadas a partir dos seguintes critérios:

- empresas que atuam no mesmo setor;
- empresas estruturadas, com processos claros e critérios definidos para gestão de remuneração e de pessoas; e
- empresas em regiões competitivas.

(iii) frequência e forma de avaliação do conselho de administração para adequação da política de remuneração

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui política de remuneração para administradores.

13.2 - Remuneração Total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal**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	9,00	10,00	3,00	22,00
Nº de membros remunerados	3,00	3,00	3,00	9,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	7.039.879,01	0,00	7.039.879,01
Benefícios direto e indireto	0,00	1.105.031,13	0,00	1.105.031,13
Participações em comitês	372.600,00	0,00	0,00	372.600,00
Outros	0,00	1.692.675,43	0,00	1.692.675,43
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	5.233.758,13	0,00	5.233.758,13
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	251.226,00	251.226,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	372.600,00	15.071.343,70	251.226,00	15.695.169,70

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,75	8,42	3,00	20,17
Nº de membros remunerados	3,00	3,00	3,00	9,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.575.455,16	0,00	3.575.455,16
Benefícios direto e indireto	0,00	146.497,21	0,00	146.497,21
Participações em comitês	323.912,26	0,00	0,00	323.912,26
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.147.059,00	0,00	2.147.059,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	194.680,64	194.680,64
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	323.912,26	6.869.011,37	194.680,64	6.387.604,27

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2020 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,00	9,33	3,00	20,33
Nº de membros remunerados	8,00	9,33	3,00	20,33
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.019.469,42	0,00	3.019.469,42
Benefícios direto e indireto	0,00	135.836,76	0,00	135.836,76
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	444.934,57	0,00	444.934,57
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.406.914,87	0,00	1.406.914,87
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	71.910,38	0,00	175.101,12	247.011,50
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do OFICIO CIRCULAR/CVM/SEP/Nº02/2020	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 02/2020.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 02/2020.	
Total da remuneração	71.910,38	5.007.155,62	175.101,12	5.254.167,12

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2019 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,92	11,00	3,00	22,92
Nº de membros remunerados	8,00	10,00	3,00	21,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.998.648,62	0,00	3.998.648,62
Benefícios direto e indireto	0,00	518.434,14	0,00	518.434,14
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	4.517.082,76	0,00	4.517.082,76
Descrição de outras remunerações fixas		Remuneração fixa anual		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	118.934,37	0,00	87.982,47	206.916,84
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	154.889,91	0,00	154.889,91
Descrição de outras remunerações variáveis		Bônus		
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00

Observação	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do OFICIO CIRCULAR/CVM/SEP/Nº02/2020	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 02/2020.	O número de membros deste órgão equivale à média anual do número de membros do órgão apurado a cada mês, conforme orientação do Ofício-Circular CVM/SEP/Nº 02/2020.	
Total da remuneração	118.934,37	4.671.972,67	87.982,47	4.878.889,51

13.3 - Remuneração Variável do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária E Conselho Fiscal

13.3 - Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não há remuneração variável para os membros do Conselho de Administração, nem para os membros do Conselho Fiscal.

Diretoria Estatutária	2019	2020	2021
Número de membros	11,0	9,33	8,42
Número de membros Remunerados	10,0	9,33	3,00
Bônus:	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.082.618,60	1.772.646,01	2.197.896,23
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	902.182,16	1.477.205,01	1.831.580,19
Valor efetivamente reconhecido no resultado	154.889,91	1.406.914,87	2.147.059,00
Em relação à participação no resultado:	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	-	-	-
Remuneração total da Diretoria Estatutária	154.889,91	1.406.914,87	2.147.059,00

Remuneração Variável prevista para o exercício social corrente 2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de membros	-	10	-	10
Bônus:	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	5.757.133,95	-	5.757.133,95
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	5.233.758,13	-	5.233.758,13
Participação nos resultados	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

13.4 - Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

(a) termos e condições gerais

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(b) principais objetivos do plano

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(c) forma como o plano contribui para esses objetivos

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(f) número máximo de ações abrangidas

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(g) número máximo de opções a serem outorgadas

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(h) condições de aquisição de ações

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

13.4 - Plano de Remuneração Baseado em Ações do Conselho de Administração E Diretoria Estatutária

(j) critérios para fixação do prazo de exercício

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(k) forma de liquidação

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(l) restrições à transferência das ações

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

13.5 - Remuneração Baseada em Ações

13.5 - Em relação à 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, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

13.6 - Opções em Aberto

13.6 - Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

13.7 - Opções Exercidas E Ações Entregues

13.7 - Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

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

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(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

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(d) forma de determinação da volatilidade esperada

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

(e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

A Companhia não possui, atualmente, um plano de opção de compra de ações (*stock option*) para seus executivos.

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.

Companhia	Conselho de Administração* Em 31/12/2021	Conselho Fiscal Em 31/12/2021	Diretoria Estatutária Em 31/12/2021
De Emissão da Própria Companhia	18	3.001	0
Ações Ordinárias	4	0	0
Ações Preferenciais Classe A	14	3001	0
Ações Preferenciais Classe B	0	0	0
Controladores Diretos ou Indiretos	0	0	0
Enel Brasil S/A	0	0	0
Sociedades Controladas	0	0	0
Sociedades sob Controle Comum	0	0	0

* Para o Conselho de Administração se considera tanto os membros efetivos como os suplentes

13.10 - Informações Sobre Planos de Previdência Conferidos Aos Membros do Conselho de Administração E Aos Diretores Estatutários

13.10 - Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

O Conselho de Administração não apresenta plano de previdência diferenciado. Em relação à Diretoria Estatutária, informamos o que segue:

	Exercício social findo em 31/12/2021
a) Órgão	Diretoria Estatutária
b) Número de membros	2
c) Número de membros remunerados	2
d) Nome do plano	Plano de Benefícios Definidos – Plano BD e Plano de Contribuição Definida – Plano CD
e) Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	3
f) Condições para se aposentar antecipadamente	No Plano de Benefícios Definidos o participante pode aposentar-se pelo plano desde que tenha, no mínimo, 50 anos de idade; 30 anos de contribuição para o INSS, se homem, e 25 anos, se mulher; 15 anos de filiação ao Plano e esteja desligado do empregador; No Plano de Contribuição Definida pode aposentar-se desde que tenha, no mínimo, 10 anos de vínculo com o empregador; 5 anos de filiação ao Plano; idade mínima de 48 anos, se mulher, e 50, se homem, e estar desligado do patrocinador.
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	169.863,15
h) Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	1.865.033,88
i) se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O resgate é permitido em ambos os Planos, entretanto no Plano BD o participante só terá direito ao total de contribuições vertidas pelo próprio, enquanto no Plano CD, além de resgatar 100% das suas contribuições, o participante tem direito a uma parcela das contribuições efetuadas pelo empregador. O resgate só é permitido após o desligamento da patrocinadora (COELCE).

13.11 - Remuneração Individual Máxima, Mínima E Média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária E do Conselho Fiscal**Valores anuais**

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Nº de membros	9,00	10,00	11,00	9,00	8,00	8,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	9,00	10,00	10,00	9,00	8,00	8,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	2.600.083,54	1.701.641,56	1.211.397,67	107.970,75	71.910,38	47.277,12	194.680,64	175.101,12	78.605,09
Valor da menor remuneração(Reais)	902.104,41	500.715,56	709.966,20	107.970,75	71.910,38	47.277,12	194.680,64	175.101,12	78.605,69
Valor médio da remuneração(Reais)	652.112,37	897.170,67	960.681,94	107.970,75	71.910,38	47.277,12	194.680,64	175.101,12	78.605,09

Observação

Diretoria Estatutária

Conselho de Administração

Conselho Fiscal

13.12 - Mecanismos de Remuneração ou Indenização Para os Administradores em Caso de Destituição do Cargo ou de Aposentadoria

13.12 - Descrever arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, indicando quais as consequências financeiras para o emissor.

Nos casos de aposentadoria ou dispensa sem justa causa ou por motivo de reorganização societária, não existe nenhuma previsão contratual de pagamento de indenização nem de manutenção de benefícios, além dos previstos em lei.

Entretanto, o pagamento de indenizações, benefícios e/ou consultoria de recolocação profissional, fica a critério e liberalidade da Companhia, desde que haja orçamento disponível para essa finalidade.

Em linha com a sua política de contratação de seguros, a Companhia contratou apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Administradores (“D&O”), visando garantir aos administradores da Companhia o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de reparação de danos causados a terceiros, durante o regular exercício de suas atividades, que impliquem, entre outros: Bloqueio e Indisponibilidade de Bens, custos Emergenciais, Danos Morais, Eventos Extraordinários com Reguladores, Custos de Processo de Extradicação, Gerenciamento de Crise (Empresa Capital Aberto), Custos de Investigação Práticas Trabalhistas, Proteção da Imagem Pessoal, Responsabilidade Tributária, Garantias Pessoais, Responsabilidade da sociedade por Reclamações de Valores Mobiliários na B3, Bens e Liberdade, Multas e Penalidades, Custo de Defesa e demais perdas por Danos Ambientais e Inabilidade da pessoa segurada.

A contratação da cobertura de pagamento de multas e acordos contratuais visa garantir aos administradores que a Companhia os manterá indenidos contra perdas decorrentes de reclamações de terceiros que acarretem em, multas e penalidades em virtude de atos danosos praticados no exercício regular das suas funções, excetuadas as hipóteses de culpa grave e dolo, além de outras previstas no mesmo contrato. A Companhia entende que ao contratar tal cobertura ao seu D&O, estará em conformidade com as melhores práticas de mercado, aumentando a proteção de seus administradores no exercício de sua função na Companhia.

A atual apólice de D&O está vigente até 10 de novembro de 2022, e tem um prêmio líquido pago no valor de R\$ 82.151,17. A referida apólice de Seguro, contratada em nome da Enel Brasil S.A., abrange não só os executivos da Coelce como também os executivos das demais organizações da Enel Brasil S.A., podendo tal limite ser insuficiente para garantir a indenização de eventuais danos causados a terceiros.

A Companhia não presta compromisso de indenidade com seus administradores que preveja o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à companhia ou do pagamento de multas e acordos administrativos que não estejam cobertos pelo D&O.

13.13 - Percentual na Remuneração Total Detido Por Administradores E Membros do Conselho Fiscal Que Sejam Partes Relacionadas Aos Controladores

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.

Conselho de Administração	2019	2020	2021
Remuneração Total Conselho de Administração	0,00	0,00	0,00
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

Diretoria Estatutária	2019	2020	2021
Remuneração total para partes relacionadas aos controladores	3.402.207,96	2.352.546,47	3.701.300,18
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	70%	47%	63%

Conselho Fiscal	2019	2020	2021
Remuneração Total Conselho Fiscal	0,00	0,00	0,00
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

13.14 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal, Agrupados Por Órgão, Recebida Por Qualquer Razão Que Não A Função Que Ocupam

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.

Não ocorreu nenhum pagamento dessa natureza nos 3 últimos exercícios sociais.

13.15 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal Reconhecida no Resultado de Controladores, Diretos ou Indiretos, de Sociedades Sob Controle Comum E de Controladas do Emissor

13.15 - Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, 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:

Conselho de Administração	2019	2020	2021
Remuneração em:	-	-	-
Controladores Diretos e Indiretos	2.362.486,94	2.604.459,38	2.401.726,68
Fixa	1.700.730,14	1.948.631,03	1.037.075,95
Variável	661.756,80	655.828,35	1.364.650,73
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Diretoria Estatutária	2019	2020	2021
Remuneração em:			
Controladores Diretos e Indiretos	810.523,39	3.169.642,25	3.137.414,49
Fixa	693.710,87	2.193.045,73	1.461.080,48
Variável	116.812,52	976.596,52	1.676.334,01
Sociedades sob Controle Comum	3.339.946,77	1.945.138,43	2.731.596,88
Fixa	2.858.594,11	1.345.823,03	2.260.871,89
Variável	481.352,66	599.315,40	470.724,99
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Conselho Fiscal	2019	2020	2021
Remuneração em:	-	-	-
Controladores Diretos e Indiretos	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

13.15 - Remuneração de Administradores E Membros do Conselho Fiscal Reconhecida no Resultado de Controladores, Diretos ou Indiretos, de Sociedades Sob Controle Comum E de Controladas do Emissor

Exercício social 2021 - remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	2.401.726,68	3.137.414,49	-	5.539.141,17
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	2.731.596,88	-	2.731.596,88

Exercício social 2021 - demais remunerações, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2020 - remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	2.604.459,38	3.169.642,25	-	5.774.101,63
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	1.945.138,43	-	1.945.138,43

Exercício social 2020 - demais remunerações, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

Exercício social 2019 - remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	2.362.486,94	810.523,39	-	3.173.010,33
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	3.339.946,77	-	3.339.946,77

Exercício social 2019 - demais remunerações, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

13.16 - Outras Informações Relevantes

13.16 - Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

A Companhia esclarece que a partir da data deste Formulário de Referência, passou a adotar a prática de informar no item 13.2, na linha “*membros remunerados*” o número de membros da administração e do conselho fiscal efetivamente remunerados pela *emissora* (correspondente ao número de membros aos quais foram atribuídas remunerações reconhecidas no resultado do exercício da Companhia), ao passo que consta do item 13.15 as informações acerca da remuneração atribuída ao administradores e membros do conselho fiscal em função do exercícios de tais membros dos respectivos cargos na Companhia, efetivamente remunerados pelos controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas (remunerações reconhecidas no resultado destas sociedades), em linha com as orientações previstas no Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP.

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos

(a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

A Companhia apresenta abaixo o número consolidado de empregados:

	Número de empregados		
	2021	2020	2019
MOCAMBO	0	0	0
ACARAÚ	9	6	6
ACOIARA	0	0	1
AQUIRÁZ	0	0	5
ARACATI	10	8	7
ARARIPE	0	0	0
BATURITÉ	9	12	11
BREJO SANTO	0	0	2
CAMOCIM	6	8	7
CAMPOS SALES	6	6	6
CANINDÉ	25	25	24
CASCAVEL	10	11	6
CAUCAIA	5	5	8
CEDRO	1	1	1
CRATEÚS	9	13	11
CRATO	0	0	1
FORTALEZA	648	630	611
GOIÂNIA	1	0	1
ICÓ	9	9	5
IGUATU	24	41	40
ITAPAJÉ	13	14	17
ITAPIPOCA	25	26	27
JAGUARIBE	7	6	6
JUAZEIRO	44	51	45
L. MANGABEIRA	0	1	1
LIMOEIRO	27	34	33
MARACANAÚ	15	12	11

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

	Número de empregados		
	2021	2020	2019
MARCO	0	0	3
MAURITI	0	0	3
MILAGRES	9	9	6
MOMBAÇA	0	0	0
MORADA NOVA	0	0	2
NITEROI- LEONI RAMOS	65	64	74
NOVA OLINDA	2	0	1
NOVA RUSSAS	9	8	4
ORÓS	0	1	2
PECEM	2	3	3
QUIXADÁ	9	10	10
QUIXERAMOBIM	0	0	1
HORIZONTE	0	0	0
RUSSAS	9	10	9
SANTA QUITERIA	1	0	2
SÃO BENEDITO	14	16	14
SENADOR POMPEU	8	5	5
SOBRAL	60	63	62
TAUÁ	6	3	3
VARJOTA	1	0	3
VARZEA ALEGRE	0	0	2
VIÇOSA	0	0	1
RUA CIRO BILHAR	9	10	11
S.GONÇALO-ROD. BR 222 - KM 47	0	0	1
SAO GONCALO- DR. NILO PECANHA	2	0	1
BARUERI	2	2	0
Norte	0	0	2
Rodovia CE 42 KM	0	1	0
TOTAL	1111	1.122	1.118

Atividade por Desempenho	2021	2020	2019
Diretoria (Manager)	14	13	12
Gerência (Middle)	98	75	82
Administrativo (white)	668	648	616
Produção (blue)	331	386	408
TOTAL	1.111	1.122	1.118

14.1 - Descrição Dos Recursos Humanos

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Número de parceiros por atividade desempenhada:

Atividade	2021	2020	2019
Manutenção/Construção	6.220	5586	5.739
Atendentes e teleatendentes	1.908	1.570	1.233
Administrativos	107	123	71
Leituristas	581	538	478
Áreas de apoio	1.584	1.418	1.748
Total	10.400	9.235	9.269

Número de parceiros por localização geográfica:

Região	2021	2020	2019
Fortaleza e Metropolitana	4680	4156	4087
Norte	2392	2154	1987
Site Externo	832	734	114
Sul	2496	2191	1748
Total geral	10.400	9.235	7.936

(c) índice de rotatividade

A Companhia apresenta abaixo o índice de rotatividade:

2021	2020	2019
13,73%	8,60%	8,21%

14.2 - Alterações Relevantes - Recursos Humanos

14.2 - Alterações relevantes – Recursos humanos

Não houve qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 deste Formulário de Referência.

14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

(a) política de salários e remuneração variável

A Companhia considera sua política de recursos humanos como parte integrante de sua estratégia empresarial. Por meio desta política ela assegura:

- Remuneração alinhada às práticas de mercado em função do valor que agrega à organização;
- Definição de uma estrutura de cargos, carreira e salários adequada e transparente aos processos organizacionais;
- Geração de um conjunto de orientações e regras de remuneração e movimentação de cargo;
- Comunicação interna para que o colaborador conheça com clareza as suas atribuições, responsabilidades e possibilidades de crescimento;
- Pagamento de Bônus para Executivos e PPR para Demais funcionários, anualmente, de acordo com um índice de cumprimento de metas pré-estabelecidas; e
- Condições de atrair e reter os profissionais necessários para a Companhia por meio do alinhamento às faixas do mediana de mercado dentro de um painel selecionado.

Os diretores não estatutários da Companhia recebem salário base, bônus e benefícios e os diretores estatutários da Companhia recebem pró-labore, bônus e benefícios e os demais empregados são remunerados com salário base, PPR e benefícios.

(b) política de benefícios

A política de benefícios da Companhia visa a assegurar benefícios usualmente concedidos no mercado. Assim, os principais benefícios concedidos são:

- *para os Executivos:* Veículo, plano de saúde, plano odontológico, previdência privada, seguro de vida e check-up anual; e
- *para os demais empregados da Companhia:* plano de saúde, plano odontológico, previdência privada e seguro de vida.

Além disso, a Companhia dispõe de uma política de treinamento e desenvolvimento que incentiva o aperfeiçoamento profissional de seus colaboradores.

(c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não administradores

(i) grupos de beneficiários

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

(ii) condições para o exercício

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

14.3 - Descrição da Política de Remuneração Dos Empregados

(iii) preços de exercício

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

(iv) prazos de exercício

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

(v) quantidade de ações comprometidas pelo plano

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

14.4 - Descrição Das Relações Entre O Emissor E Sindicatos

14.4- Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

A Companhia mantém um bom relacionamento com o sindicato que representa seus empregados, em sua área de concessão, qual seja, Sindicato dos Eletricitários do Ceará - SINDELETRO.

Temos acordo coletivo vigente para o período de 01/11/2020 a 30/10/2022, firmado entre a Companhia e o SINDELETRO. Os termos e condições estão em linha com o mercado elétrico, não contendo vantagens e benefícios que destoem da prática geral do mercado. A Companhia renegocia os acordos de trabalho a cada 2 anos com os sindicatos.

No acordo coletivo existe previsão de liberação de empregados para que trabalhem nas atividades sindicais, com salários e benefícios pagos pela Companhia (atualmente temos 6 empregados nessa condição).

Nos três últimos exercícios sociais não houve nenhuma greve e/ou paralisação dos empregados da Companhia.

14.5 - Outras Informações Relevantes - Recursos Humanos

14.5 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 14.

15.1 / 15.2 - Posição Acionária

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 pessoa	CPF/CNPJ		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Enel Brasil S.A.						
	Brasileira	Não	Sim	29/01/2015		
Não						
	47.064.245	97,912%	10.588.430	35,547%	57.652.675	74,051%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	10.588.006	37,476%				
Preferencial Classe B	424	0,028%				
TOTAL	10.588.430	35,547%				
Una Capital Ltda						
05.336.089/0001-85	Brasil-SP	Não	Não	20/03/2023		
Não						
	0	0,000%	1.960.190	6,580%	1.960.190	2,518%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	1.960.190	6,938%				
TOTAL	1.960.190	6,581%				
Forth Sail Capital LP						
		Sim	Não	07/03/2023		
Não						
	0	0,000%	2.856.500	9,590%	2.856.500	3,669%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	2.856.500	10,111%				
TOTAL	2.856.500	9,590%				

15.1 / 15.2 - Posição Acionária

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 pessoa	CPF/CNPJ		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.						
00.001.180/0001-26	Brasileira-RJ	Não	Não	20/03/2023		
Não						
	0	0,000%	4.965.444	16,670%	4.965.444	6,378%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	3.459.303	12,244%				
Preferencial Classe B	1.506.141	98,142%				
TOTAL	4.965.444	16,670%				
OUTROS						
	1.003.692	2,088%	9.416.798	31,613%	10.420.490	13,384%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Preferencial Classe A	9.388.701	33,231%				
Preferencial Classe B	28.097	1,831%				
TOTAL	9.416.798	31,613%				
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	0	0,000%	0	0,000%	0	0,000%
TOTAL	48.067.937	100,000%	29.787.362	100,000%	77.855.299	100,000%

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enel Brasil S.A.					
Ações em Tesouraria					
Não		Não			
4.618.298	0,459	0	0,000	4.618.298	0,459
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Enel Americas S.A.					
05.717.031/0001-81	Chilena	Não	Sim	31/03/2022	
Não					
1.001.905.567	99,541	0	0,000	1.001.905.567	99,541
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
2	0,000	0	0,000	2	0,000
TOTAL					
1.006.523.867	100,000	0	0,000	1.006.523.867	100,000

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.				00.001.180/0001-26		
OUTROS						
5.498.897	100,000	0	0,000	5.498.897	100,000	
TOTAL						
5.498.897	100,000	0	0,000	5.498.897	100,000	

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enel Americas S.A.				05.717.031/0001-81	
Enel SPA					
Não		Não	Não	21/04/2021	

Não					
88.260.048.702	82,269	0	0,000	88.260.048.702	82,269
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					

19.021.649.859	17,731	0	0,000	19.021.649.859	17,731
TOTAL					

107.281.698.561	100,000	0	0,000	107.281.698.561	100,000

15.1 / 15.2 - 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 pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enel SPA					
AÇÕES EM TESOUREARIA - Data da última alteração:					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
Ministerio de Economia e de Finanças da Itália					
Não	Italiana	Não	Não	20/12/2017	
2.397.856.331	23,585	0	0,000	2.397.856.331	23,585
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
7.768.823.615	76,415	0	0,000	7.768.823.615	76,415
TOTAL					
10.166.679.946	100,000	0	0,000	10.166.679.946	100,000

15.1 / 15.2 - 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 pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Ministerio de Economia e de Finanças da Itália						
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
2.397.856.331	100,000	0	0,000	2.397.856.331	100,000	
TOTAL						
2.397.856.331	100,000	0	0,000	2.397.856.331	100,000	

15.3 - Distribuição de Capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	25/04/2023
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	7.515
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	287
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	14

Ações em Circulação

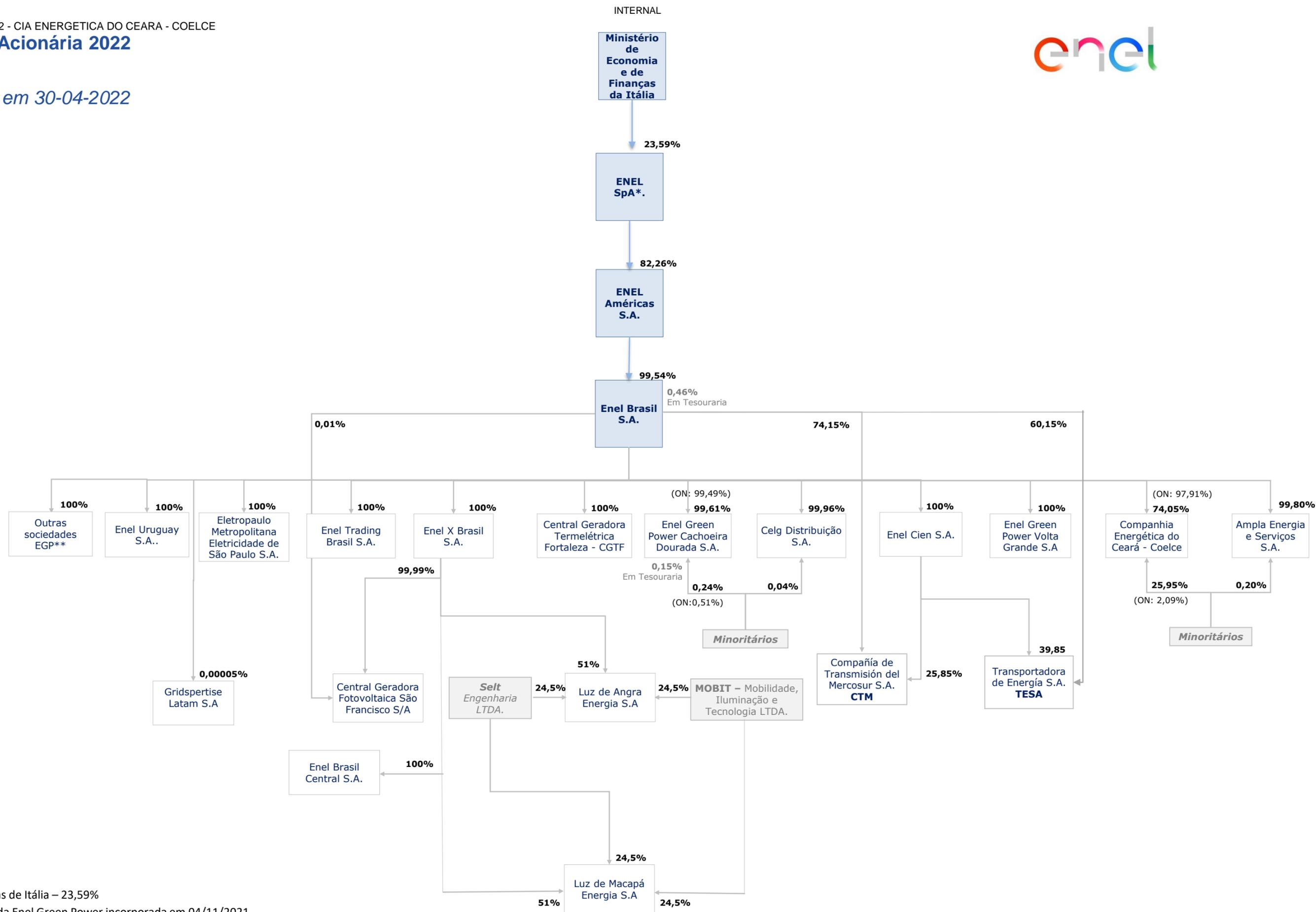
Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	1.003.692	2,088%
Quantidade preferenciais (Unidades)	19.198.932	64,453%
Preferencial Classe A	17.664.694	62,523915%
Preferencial Classe B	1.534.238	99,972372%
Total	20.202.624	25,949%

Estrutura Acionária 2022

Enel Brasil

Atualizada em 30-04-2022



*Ministério de Economia e Finanças de Itália – 23,59%

**Contempla as empresas e SPEs da Enel Green Power incorporada em 04/11/2021

15.5 - Acordo de Acionistas Arquivado na Sede do Emissor ou do Qual O Controlador Seja Parte

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui acordo de acionistas vigente.

15.6 - Alterações Relevantes Nas Participações Dos Membros do Grupo de Controle E Administradores do Emissor

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

Durante o exercício dos últimos 3 últimos anos, não houve alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.

15.7 - Principais Operações Societárias

15.7 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou Coligadas

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada no dia 25 de abril de 2023 foi aprovada o aumento de capital com utilização de reserva de lucro: Na mesma AGO que aprovou a destinação do resultado do exercício, também foi aprovado aumento de capital da Companhia com a utilização de saldo de reserva de lucros, o qual segue: considerando que com a destinação do montante de R\$398.704.457,54 (trezentos e noventa e oito milhões, setecentos e quatro mil, quatrocentos e cinquenta e sete reais e cinquenta e quatro centavos) para a Reserva de Reforço de Capital de Giro, o saldo das reservas de lucros ultrapassa o limite de que trata o artigo 199 da Lei de Sociedades Anônimas, foi aprovado aumento do capital social de R\$1.085.346.885,77 (um bilhão, oitenta e cinco milhões, trezentos e quarenta e seis mil, oitocentos e oitenta e cinco reais e setenta e sete centavos) para R\$ 1.282.346.885,77 (um bilhão, duzentos e oitenta e dois milhões, trezentos e quarenta e seis mil, oitocentos e oitenta e cinco reais e setenta e sete centavos), sem a emissão de novas ações, mediante a capitalização parcial do saldo da Reserva de Reforço de Capital de Giro, no valor de R\$197.000.000,00 (cento e noventa e sete milhões de reais) constante do Balanço Patrimonial levantado em 31 de dezembro de 2022.

15.8 - Outras Informações Relevantes - Controle E Grupo Econômico

15.8 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 15.

16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

As transações com partes relacionadas da Companhia são sempre realizadas com a observância dos preços e condições usuais de mercado e compete ao seu Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da Companhia, inclusive aqueles relacionados aos contratos a serem firmados com quaisquer dos administradores e acionistas da Companhia, ou sociedades relacionadas. Além disso, as operações realizadas pela Companhia, inclusive aquelas contratadas com partes relacionadas, são sempre amparadas pelas devidas análises prévias de suas condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

Quando necessário, o procedimento de tomada de decisões para a realização de operações com partes relacionadas seguirá os termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores ("**Lei das Sociedades por Ações**"), que determina que o acionista ou o administrador, conforme o caso, nas assembleias gerais ou nas reuniões da administração, abstenha-se de votar nas deliberações relativas: (i) ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social; (ii) à aprovação de suas contas como administrador; e (iii) a quaisquer matérias que possam beneficiá-lo de modo particular ou em que seu interesse conflite com o da Companhia. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações proíbe conselheiros e diretores de: (i) realizar qualquer ato gratuito com a utilização de ativos da companhia, em detrimento da Companhia; (ii) receber, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização constante do respectivo estatuto social ou concedida por meio de assembleia geral; e (iii) intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais conselheiros.

A Companhia possui uma Política formal de transações com partes relacionadas, aprovada pelo Conselho da Administração, em reunião realizada em 23 de setembro de 2020.

Os contratos celebrados entre partes relacionadas devem, ainda, observar o disposto no Módulo V da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 2021, o qual trata dos controles prévio e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas, bem como a submissão à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), quando necessário, que poderá impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

De acordo com a regulamentação vigente da ANEEL, a Companhia deve solicitar a aprovação de contratos cujas partes contratantes e contratadas sejam delegatárias do serviço público de energia elétrica controladas, direta ou indiretamente, por controlador comum. Não obstante, encontram-se dispensados da referida exigência normativa aqueles contratos que não superam os determinados valores anuais a depender da receita operacional líquida da delegatária:

ROL do ano anterior a contratação	Limite anual de desembolso
Superior a 4,5 bilhões de reais	R\$ 885.000,00
Igual ou menor a 4,5 bilhões de reais e superior ou igual a 1,3 bilhão de reais	R\$ 476.000,00
Inferior a 1 bilhão de reais	R\$ 204.000,00

16.1 - Descrição Das Regras, Políticas E Práticas do Emissor Quanto À Realização de Transações Com Partes Relacionadas

Além disso, as regras contábeis que tratam do assunto, sobretudo o CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovado pela Deliberação CVM nº 642/10, estabelecem que as demonstrações contábeis devem conter as divulgações necessárias para evidenciar a possibilidade de que sua posição financeira e seu resultado possam ter sido afetados pela existência de transações e saldos com partes relacionadas. Essas regras estabelecem, por exemplo, que os relacionamentos entre controladora e controladas ou coligadas devem ser divulgados independentemente de ter havido ou não transações entre essas partes relacionadas; que a entidade deve divulgar a remuneração do pessoal-chave da administração no total e para cada uma das seguintes categorias: (a) benefícios de curto prazo a empregados e administradores, (b) benefícios pós-emprego, (c) outros benefícios de longo prazo, (d) benefícios de rescisão de contrato de trabalho, e (e) remuneração baseada em ações; e que se tiver havido transações entre partes relacionadas, a entidade deve divulgar a natureza do relacionamento com as partes relacionadas, assim como informações sobre as transações e saldos existentes necessárias para a compreensão do potencial efeito desse relacionamento nas demonstrações contábeis. As divulgações devem incluir o montante das transações, o montante dos saldos existentes e seus termos e condições, incluindo se estão ou não com cobertura de seguro, a natureza da remuneração a ser paga; informações de quaisquer garantias dadas ou recebidas; provisão para créditos de liquidação duvidosa relacionada com o montante dos saldos existentes; e despesa reconhecida durante o período a respeito de dívidas incobráveis ou de liquidação duvidosa de partes relacionadas.

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Brasil Participações LTDA	05/01/2016	0,00	R\$ 99 mil	0	05/01/2046	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada indiretamente pela mesma holding do emissor na Itália.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL, Enel Green Power Paranapanema e Enel Green Power Mourão.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CODENSA	01/10/2018	0,00	R\$ 71 mil	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Americas	01/10/2019	0,00	R\$ 53 mil	0	Até o final da concessão	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Global Infrastructure and Network	01/01/2019	0,00	R\$ 1.845 mil	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre de compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	08/04/2019	0,00	R\$ 1.092 mil	0	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	08/04/2019	0,00	R\$ 50 mil no ativo e R\$19.926 mil no passivo	0	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlador direto						
Objeto contrato	Decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel S.P.A	01/03/2020	14.533.382,82	0	0	5 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlador indireto						
Objeto contrato	Contrato de Serviços de Gestão entre a Enel Brasil SA e a Enel SpA, conforme anuência Aneel nº 560, de 20 de fevereiro de 2020.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Os contratos foram firmados entre a sua controladora, Enel Brasil S.A e a Enel S.p.A. para o fornecimento de apoio técnico e gerencial, integração e padronização dos processos nas empresas do grupo Enel no Brasil, visando ganhos de eficiência. Para a definição dos valores cabíveis à Companhia, foram utilizados os critérios previstos na resolução ANEEL 699/16, para compartilhamento de custos em empresas reguladas. O valor do contrato em euro é 2.917.295,52 EUR.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	20/10/2022	20.082.075,44	20082075,44	20082075,44	até 27/10/2022	SIM	1,060000
Relação com o emissor	Controladora do emissor						
Objeto contrato							
Garantia e seguros	não há						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 27/10/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Finance International N.V	02/03/2021	500.000.000,00	0,00	R\$ 500.000.000,00	4 anos	NÃO	1,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Empréstimo com parte relacionada no valor de R\$ 500.000.000,00 (quinhentos milhões de reais).						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 02/03/2025 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais. O contrato poderá ser rescindido caso a Enel SpA ("controladora indireta") deixe de ser controladora da Companhia						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Finance International N.V para financiar capital de giro da Companhia.						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Não há						
Enel distribuzione SPA	01/01/2013	0,00	2.067.341,10	0	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlador indireto						
Objeto contrato	A companhia mantém contrato com a Enel Itália referente a serviços de manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Rescisão Contratual: 1. Cada uma das Partes poderá rescindir o Contrato em caso de violações das disposições contratuais pela outra Parte, quando esta violação não for solucionada dentro de 4 (quatro) semanas corridas após um aviso por escrito da parte idônea para a parte violadora que especifique essa violação e exija que seja solucionada com aviso a ser enviado por recibo de devolução de carta registrada ao endereço indicado no artigo 13 abaixo. 2. As atividades já realizadas até a data de encerramento, se aplicáveis, serão compensadas de acordo com os preços contratuais. 3. Finalmente, a Parte poderá encerrar o presente contrato apenas por aviso enviado por carta registrada com comprovante de recebimento e qualquer outro instrumento capaz de garantir o recebimento pela outra Parte, a ser enviado para o endereço especificado no artigo 13 abaixo, em caso de qualquer violação das disposições do contrato.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Brasil S.A.	16/11/2022	50.215.525,03	R\$ 50.215.525,03	0	Até 28/11/2022	SIM	1,060000
Relação com o emissor	Controladora do emissor						
Objeto contrato	empréstimo de R\$ 50.215.525,03 (cinquenta milhões, duzentos e quinze mil, quinhentos e vinte e cinco reais e três centavos), com custo de CDI + 1,06% a.a.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	no vencimento da operação em 28/11/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	28/04/2020	165.342.327,70	R\$ 130.276.000,00	0,00	2020 e 2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlador						
Objeto contrato	Dividendos distribuídos e pendentes de pagamento						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	13/12/2021	190.971.222,35	190.971.222,35	190.971.222,35	05/01/2022	SIM	1,080000
Relação com o emissor	controladora do emissor						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	empréstimo de R\$ 190.971.222,35 (cento e noventa milhões novecentos e setenta e um mil duzentos e vinte e dois reais e trinta e cinco centavos), com custo de CDI + 1,08% a.a.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	no vencimento da operação em 05/01/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Não há.						
Endesa Brasil S.A.	05/01/2022	70.429.337,24	70.429.337,24	70.429.337,24	13/04/2022	SIM	1,080000
Relação com o emissor	controladora do emissor						
Objeto contrato	empréstimo de R\$ 70.429.337,24 (setenta milhões, quatrocentos e vinte e nove mil, trezentos e trinta e sete reais e vinte e quatro centavos), com custo de CDI + 1,08% a.a.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	no vencimento da operação em 02/03/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	22/08/2022	100.497.260,44	R\$ 100.487.260,44	R\$ 100.487.260,44	Até 19/09/2022	SIM	0,960000
Relação com o emissor	Controladora do emissor						
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 100.497.260,44 (cem milhões, quatrocentos e noventa e sete mil, duzentos e sessenta reais e quarenta e quatro centavos), com custo de CDI + 0,96% a.a.						
Garantia e seguros	não há						
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 19/09/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Enel Green Power Brasil Participações LTDA	08/04/2019	0,00	R\$ 45 mil	0	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel X Brasil S.A.	01/01/2013	44.732.541,13	R\$ 756 mil	0	Até 14/06/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	A Companhia mantém contratos com a Enel Soluções para a cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia.						
Garantia e seguros	Garantia e retenção de 10% sobre cada fatura.						
Rescisão ou extinção	Extinção com o fim do prazo ou rescisão antecipada (120 dias) com notificação prévia.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL CIEN S.A.	04/04/2011	259.000,00	R\$ 360 mil	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Encargo de uso. Despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela a ANEEL mediante despacho.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Projetos I S.A.	01/12/2017	0,00	R\$ 629 mil	0	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL, com Enel Green Power Projetos I S.A.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Celg Distribuição S.A. - CELG D	08/04/2019	0,00	R\$ 2.233 mil	0	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	15/02/2022	100.638.247,77	R\$ 100.638.247,77	R\$ 100.638.247,77	Até 18/04/2022	SIM	0,730000
Relação com o emissor	Controladora do emissor						
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 100.638.247,77 (cem milhões, seiscentos e trinta e oito mil, duzentos e quarenta e sete reais e setenta e sete centavos), com custo de CDI + 0,73% a.a.						
Garantia e seguros	não há						
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 18/04/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	21/02/2022	50.314.971,72	R\$ 50.314.971,72	R\$ 50.314.971,72	Até 22/04/2022	SIM	0,730000
Relação com o emissor	Controladora do emissor						
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 50.314.971,72 (cinquenta milhões, trezentos e catorze mil e novecentos e setenta e um reais e setenta e dois centavos), com custo de CDI + 0,73% a.a.						
Garantia e seguros	não há						
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 22/04/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	20/09/2022	42.165.414,92	R\$ 42.165.414,92	R\$ 42.165.414,92	até 23/09/2022	SIM	0,960000
Relação com o emissor	Controladora do emissor						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 42.165.414,92 (quarenta e dois milhões, cento e sessenta e cinco mil, quatrocentos e quatorze reais e noventa e dois centavos), com custo de CDI + 0,96% a.a.						
Garantia e seguros	não há						
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 23/09/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power Cabeça de Boi S.A	01/01/2019	14.122.619,50	R\$ 130 mil em 31 de dezembro de 2019	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Global Infrastructure and Networks S.r.l.	01/03/2020	75.771.025,24	0	0	5 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Contrato de Serviços Técnicos entre Enel Brasil SA e a Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l, conforme despacho nº 560, de 20 de fevereiro de 2020						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Os contratos foram firmados entre a sua controladora, Enel Brasil S.A, a Enel S.p.A., Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l., para o fornecimento de apoio técnico e gerencial, integração e padronização dos processos nas empresas do grupo Enel no Brasil, visando ganhos de eficiência. Para a definição dos valores cabíveis à Companhia, foram utilizados os critérios previstos na resolução ANEEL 699/16, para compartilhamento de custos em empresas reguladas. O valor do contrato em euro é 15.215.065,31 EUR.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólia S.A.	01/01/2019	13.902.220,30	R\$ 99 mil	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Cien S/A	08/04/2019	0,00	R\$ 200 mil	0	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Endesa Brasil S.A.	20/06/2022	80.334.916,27	R\$ 80.334.916,27	R\$ 80.334.916,27	29/06/2022	SIM	0,650000
Relação com o emissor	Controlador						
Objeto contrato	Instrumento particular de Mútuo						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 29/06/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo entre Enel Brasil S.A e a Companhia Energética do Ceará e para financiar capital de giro da mutuária.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Distribuição Rio – Ampla	08/04/2019	0,00	R\$ 2.416 mil	0	Fevereiro de 2024	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Global Services S.r.l	01/03/2020	20.900.658,26	0	0	5 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Contrato de Serviços Técnicos entre Enel Brasil SA e a Enel Global Services S.r.l conforme Despacho Aneel nº 560, de 20 de fevereiro de 2020						
Garantia e seguros	Não há						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Os contratos foram firmados entre a sua controladora, Enel Brasil S.A, e Enel Global Services S.r.l para o fornecimento de apoio técnico e gerencial, integração e padronização dos processos nas empresas do grupo Enel no Brasil, visando ganhos de eficiência. Para a definição dos valores cabíveis à Companhia, foram utilizados os critérios previstos na resolução ANEEL 699/16, para compartilhamento de custos em empresas reguladas. O valor do contrato em euros é de 4.196.919,33 EUR.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	31/01/2022	110.556.097,17	R\$ 110.556.097,17	R\$ 110.556.097,17	Até 13/04/2022	SIM	1,080000
Relação com o emissor	Controladora do emissor						
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 110.556.097,17 (cento e dez milhões quinhentos e cinquenta e seis mil noventa e sete reais e dezessete centavos), com custo de CDI + 1,08% a.a						
Garantia e seguros	não há						
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 02/03/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power Fazenda S.A	01/01/2019	9.456.537,60	R\$ 50 mil	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Cristalândia I Eólica S.A	01/01/2019	6.039.643,48	0	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Distribuição São Paulo – Eletropaulo	08/04/2019	0,00	R\$ 5.906 mil	0	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power Cristalândia II Eólica S.A	01/01/2019	6.102.824,52	0	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power Salto Apiacás S.A.	01/01/2019	23.277.709,62	R\$ 128 mil em 31 de dezembro de 2019	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.	01/01/2019	14.993.089,40	R\$ 107 mil	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	04/03/2022	352.204.802,06	R\$ 352.204.802,06	R\$ 352.204.802,06	Até 03/05/2022	SIM	0,730000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladora do emissor						
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 352.204.802,06 (trezentos e cinquenta e dois milhões, duzentos e quatro mil e oitocentos e dois reais e seis centavos), com custo de CDI + 0,73% a.a.						
Garantia e seguros	não há						
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 03/05/2022 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Finance International N.V	13/12/2022	270.602.500,00	R\$ 270,602,500.00	R\$ 270,602,500.00	Até 12/06/2023	SIM	13,240000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Empréstimo com parte relacionada no valor de R\$ 270,602,500.00 (Duzentos e setenta milhões, seiscentos e dois mil, quinhentos reais)						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 12/06/2023 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais. O contrato poderá ser rescindido caso a Enel SpA ("controladora indireta") deixe de ser controladora da Companhia						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Finance International N.V para financiar capital de giro da Companhia.						
Posição contratual do emissor	Outra						
Especificar	Não há						
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	08/04/2019	0,00	R\$ 3.820 mil	0	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Projetos I S.A.	08/04/2019	0,00	R\$ 147 mil	0	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.						
Objeto contrato	Decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e Reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	17/07/2019	340.666.229,25	R\$ 352.481.869,32	0	15/04/2028	NÃO	0,350000
Relação com o emissor	Controlador						
Objeto contrato	Decorre da remuneração devida pela Ampla à Enel Brasil, por esta ser garantidora do contrato de dívida do BNB.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Brasil S.A	15/03/2023	90.507.202,36	90.507.202,36	0	Até 28/04/2023	SIM	1,100000

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladora do emissor.						
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 90.507.202,36 (noventa milhões, quinhentos e sete mil, duzentos e dois reais e trinta e seis centavos), com custo de CDI + 1,10% a.a.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	no vencimento da operação em 28/04/2023 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Brasil S.A	20/04/2023	156.047.232,98	R\$ 156.047.232,98	R\$ 156.047.232,98	Vencimento em 30/06/2023	SIM	1,100000
Relação com o emissor	controladora do emissor.						
Objeto contrato	empréstimo de R\$ 156.047.232,98 (cento e cinquenta e seis milhões, quarenta e sete mil, duzentos e trinta e dois reais e noventa e oito centavos), com custo de CDI + 1,10% a.a.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	no vencimento da operação em 30/06/2023 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais.						
Natureza e razão para a operação	contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Brasil S.A para financiar capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	31/08/2001	15.542.000,00	0	0	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR)						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						

16.2 - Informações Sobre as Transações Com Partes Relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Fundação Coelce de Seguridade Social – FAELCE	07/04/1981	460.000,00	R\$ 98.704 mil	0	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Fundação de Previdência Privada da COELCE.						
Objeto contrato	Companhia patrocina planos de benefícios complementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados, administrados pela Fundação Coelce de Seguridade Social – FAELCE. Ao final de cada exercício, a Companhia realiza avaliação atuarial, através de atuários independentes, objetivando revisar as premissas adotadas e reavaliar o valor do passivo relacionado aos benefícios pós-emprego a ser reconhecido, de acordo com as normas contábeis. Além do benefício de previdência complementar, também estão contemplados na mensuração do referido passivo as obrigações da Companhia em relação ao plano de assistência médica e multa de FGTS.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16.3 - Identificação Das Medidas Tomadas Para Tratar de Conflitos de Interesses E Demonstração do Caráter Estritamente Comutativo Das Condições Pactuadas ou do Pagamento Compensatório Adequado

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

a. identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

A Companhia adota práticas de governança corporativa que se façam necessárias, como os procedimentos do programa de Compliance, suporte às eventuais dúvidas relacionadas a situações que possam estabelecer conflito, bem como averiguações e investigações, caso tenha conhecimento ou informações de algo que suscite uma suspeita de conflitos de interesses, além daquelas recomendadas e/ou exigidas por legislação e regulamentação aplicável. Em complemento às boas práticas acima descritas, a Companhia conceitua e orienta seus colaboradores em relação ao assunto em seu Código de Ética, aprovado pelo Conselho de Administração, e em política específica que visa orientar os colaboradores sobre as diretrizes de aplicação prática nas atividades cotidianas da Companhia.

A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação dos órgãos da administração da Companhia, conforme regras previstas em seu estatuto social. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os da Companhia.

b. demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As operações da Companhia observam caráter estritamente comutativo, pois são realizadas dentro dos parâmetros de contratação estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), que visam à modicidade tarifária, a estimular a expansão da oferta, a zelar pela compra eficiente e a definir mecanismos de proteção ao consumidor de energia elétrica. As operações entre partes relacionadas da Companhia, quando necessário conforme a regulamentação vigente, são submetidas à aprovação dessa autarquia. Até a data deste Formulário de Referência, todas as operações foram realizadas pela Companhia dentro dos limites estabelecidos, e foram devidamente aprovadas pela ANEEL.

O Módulo V da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 2021 (“REN ANEEL nº 948/2021”) define as diretrizes para o controle prévio e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas. A REN ANEEL nº 948/2021 estabelece regras gerais para a contratação entre partes relacionadas, como: (i) os contratos devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente; (ii) a eventual impossibilidade de realização de processo licitatório deverá ser devidamente fundamentada no pedido de anuência prévia; (iii) o negócio jurídico pretendido deverá ser necessário à consecução do objeto da concessão ou permissão do delegatário de serviços público de energia elétrica, devendo essa necessidade ser comprovada; e (iv) o delegatário de serviço público que constatar a inadimplência de sua parte relacionada deverá, em até 90 dias, tomar todas as medidas ao seu alcance para reaver seu crédito e informar tal situação à ANEEL por meio de relatório fundamentado em até 30 dias após esse prazo, sob pena de incorrer em infração de má gestão de seus recursos econômico-financeiros.

16.4 - Outras Informações Relevantes - Transações Com Partes Relacionadas

16.4 - Outras informações relevantes

Em adição às transações apresentadas no item 16.2 deste Formulário de Referência, a Companhia apresenta abaixo as demais transações com partes relacionadas que tiveram início após o término do último exercício social.

Em 2020, foram celebradas entre a sua controladora, Enel Brasil S.A, a Enel S.p.A. (2.917.295,52 EUR), Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l. (15.215.065,31 EUR), e Enel Global Services S.r.l (4.196.919,33 EUR), contratos de serviços técnicos e de gestão para a integração e padronização dos processos nas empresas do grupo Enel no Brasil, visando ganhos de eficiência. Para a definição dos valores cabíveis à Companhia, foram utilizados os critérios previstos na resolução ANEEL 699/16, para compartilhamento de custos em empresas reguladas.

17.1 - Informações Sobre O Capital Social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
12/04/2022	1.085.346.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe A	28.252.700	AÇÕES PREFERENCIAIS CLASSE B	Nos termos do artigo 5º, parágrafo segundo, do estatuto social da Companhia, as ações preferenciais Classe B poderão ser convertidas em ações preferenciais Classe A, a requerimento do interessado.		
Preferencial Classe B	1.534.662				
Tipo de capital	Capital Subscrito				
12/04/2022	1.085.346.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe A	28.252.700				
Preferencial Classe B	1.534.662				
Tipo de capital	Capital Integralizado				
12/04/2022	1.085.346.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe A	28.252.700				
Preferencial Classe B	1.534.662				

Tipo de capital		Capital Emitido			
26/04/2021	914.346.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe A	28.252.700	AÇÕES PREFERENCIAIS CLASSE B	Nos termos do artigo 5º, parágrafo segundo, do estatuto social da Companhia, as ações preferenciais Classe B poderão ser convertidas em ações preferenciais Classe A, a requerimento do interessado.		
Preferencial Classe B	1.534.662				
Tipo de capital		Capital Subscrito			
26/04/2021	914.346.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe A	28.252.700				
Preferencial Classe B	1.534.662				
Tipo de capital		Capital Integralizado			
26/04/2021	914.346.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe A	28.252.700				
Preferencial Classe B	1.534.662				
Tipo de capital		Capital Emitido			
28/04/2020	892.246.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe B	1.534.662	AÇÕES PREFERENCIAIS CLASSE B	Nos termos do artigo 5º, parágrafo segundo, do estatuto social da Companhia, as ações preferenciais Classe B poderão ser convertidas em ações preferenciais Classe A, a requerimento do interessado.		
Preferencial Classe A	28.252.700				

Tipo de capital		Capital Subscrito			
28/04/2020	892.246.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe A	28.252.700				
Preferencial Classe B	1.534.662				
Tipo de capital		Capital Integralizado			
28/04/2020	892.246.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe B	1.534.662				
Preferencial Classe A	28.252.700				
Tipo de capital		Capital Autorizado			
31/03/1995	0,00		100.000.000.000	200.000.000.000	300.000.000.000
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
Preferencial Classe A	193.352.996.180				
Preferencial Classe B	6.647.003.820				

17.2 - Aumentos do Capital Social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferênciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
25/04/2017	Assembleia Geral Extraordinária	26/04/2017	61.000.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

26/04/2018	Assembleia Geral Extraordinária	27/04/2018	125.100.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
------------	---------------------------------	------------	----------------	----------------------	---	---	---	------------	------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

29/04/2019	Assembleia Geral Extraordinária	30/04/2019	67.200.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
------------	---------------------------------	------------	---------------	----------------------	---	---	---	------------	------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

28/04/2020	Assembleia Geral Extraordinária	29/04/2020	84.000.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
------------	---------------------------------	------------	---------------	----------------------	---	---	---	------------	------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

26/04/2021	Assembleia Geral Extraordinária	27/04/2021	22.100.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
------------	---------------------------------	------------	---------------	----------------------	---	---	---	------------	------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

12/04/2022	Assembleia Geral Extraordinária	13/04/2022	171.000.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
------------	---------------------------------	------------	----------------	----------------------	---	---	---	------------	------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

17.2 - Aumentos do Capital Social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
12/04/2022	Assembleia Geral Extraordinária	13/04/2022	171.000.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

17.3 - Informações Sobre Desdobramentos, Grupamentos E Bonificações de Ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não realizou desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações nos últimos três exercícios sociais.

17.4 - Informações Sobre Reduções do Capital Social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não sofreu reduções do capital social nos últimos três exercícios sociais.

17.5 - Outras Informações Relevantes

17.5 - Outras informações relevantes

Segue abaixo um quadro complementar referente às informações prestadas no item 17.2 deste Formulário:

	Evento 08
Data da Deliberação	25/04/2023
Órgão que deliberou o aumento de capital	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária
Data de Emissão	26/04/2023
Capital Social Anterior	R\$ 1.085.346.885,77
Valor total do Aumento	R\$ 197.000.000,00
Capital Social após o Aumento	R\$ 1.282.346.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	18,150879%

	Evento 07
Data da Deliberação	12/04/2022
Órgão que deliberou o aumento de capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data de Emissão	13/04/2022
Capital Social Anterior	R\$ 914.346.885,77
Valor total do Aumento	R\$ 170.000.000,00
Capital Social após o Aumento	R\$ 1.085.346.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	18,701874%

	Evento 06
Data da Deliberação	26/04/2021
Órgão que deliberou o aumento de capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data de Emissão	27/04/2021
Capital Social Anterior	R\$ 892.246.885,77
Valor total do Aumento	R\$ 22.100.000,00
Capital Social após o Aumento	R\$ 914.346.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	2,476893%

17.5 - Outras Informações Relevantes

	Evento 05
Data da Deliberação	28/04/2020
Órgão que deliberou o aumento de capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data de Emissão	29/04/2020
Capital Social Anterior	808.246.885,77
Valor total do Aumento	R\$ 84.000.000,00
Capital Social após o Aumento	R\$ 892.246.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	10,392864%

	Evento 04
Data da Deliberação	29/04/2019
Órgão que deliberou o aumento de capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data de Emissão	30/04/2018
Capital Social Anterior	741.046.885,77
Valor total do Aumento	67.200.000,00
Capital Social após o Aumento	808.246.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	9,068252%

	Evento 03
Data da Deliberação	26/04/2018
Órgão que deliberou o aumento de capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data de Emissão	27/04/2018
Capital Social Anterior	615.946.885,77
Valor total do Aumento	125.100.000,00
Capital Social após o Aumento	741.046.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	20,310193%

	Evento 02
--	------------------

17.5 - Outras Informações Relevantes

Data da Deliberação	25/04/2017
Órgão que deliberou o aumento de capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data de Emissão	26/04/2017
Capital Social Anterior	554.946.885,77
Valor total do Aumento	61.000.000,00
Capital Social após o Aumento	615.946.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	10,992043%

	Evento 01
Data da Deliberação	27/04/2016
Órgão que deliberou o aumento de capital	Assembleia Geral Extraordinária
Data de Emissão	28/04/2016
Capital Social Anterior	442.946.885,77
Valor total do Aumento	112.000.000,00
Capital Social após o Aumento	554.946.885,77
Tipo de Aumento	Sem emissão de ações
Forma de integralização	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro
Subscrição/Capital Anterior	25,285199%

18.1 - Direitos Das Ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	80,000000
Direito a dividendos	Conforme disposto no artigo 29, do estatuto social da Companhia, 25% no mínimo dos lucros líquidos e/ou resultados do exercício serão destinados para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais, que são (a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A e 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Conforme art. 45 da Lei das Sociedades Anônimas, o valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral. As ações preferenciais de emissão da Companhia possuem prioridade com relação às ações ordinárias no caso de reembolso do capital sem prêmio.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.12
Resgatável	Não
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.12
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.12
<hr/>	
Espécie de ações ou CDA	Preferencial
Classe de ação preferencial	Preferencial Classe A
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Direito a dividendos Conforme disposto no artigo 28, do estatuto social da Companhia, 25% no mínimo dos lucros líquidos e/ou resultados do exercício serão destinados para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais, que são (a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A, e, (b) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% para as ações preferenciais classe B, calculados, em todos os casos, sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.
Direito a voto	Restrito
Descrição de voto restrito	Descrição de voto restrito As ações preferenciais classe "A" ou classe "B" não tem direito a voto, mas adquirirão o direito de voto se a Companhia, por um prazo de 3 anos consecutivos, deixar de pagar os dividendos mínimos a que tais ações fazem jus, conforme descritos no item 18.1(a) acima. Adicionalmente, um dos membros efetivos e o respectivo suplente do conselho fiscal poderão ser eleito, em votação em separado, pelos titulares de ações preferenciais, presente à Assembleia Geral.
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim

18.1 - Direitos Das Ações

Descrição das características do reembolso de capital	Conforme art. 45 da Lei das Sociedades Anônimas, o valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral. As ações preferenciais de emissão da Companhia possuem prioridade com relação às ações ordinárias no caso de reembolso do capital sem prêmio.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.12
Resgatável	Não
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.12
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.12
Espécie de ações ou CDA	Preferencial
Classe de ação preferencial	Preferencial Classe B
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Conforme disposto no artigo 28, do estatuto social da Companhia, 25% no mínimo dos lucros líquidos e/ou resultados do exercício serão destinados para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais, que são (a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A, e, (b) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% para as ações preferenciais classe B, calculados, em todos os casos, sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.
Direito a voto	Restrito
Descrição de voto restrito	Descrição de voto restrito As ações preferenciais classe "A" ou classe "B" não tem direito a voto, mas adquirirão o direito de voto se a Companhia, por um prazo de 3 anos consecutivos, deixar de pagar os dividendos mínimos a que tais ações fazem jus, conforme descritos no item 18.1(a) acima. Adicionalmente, um dos membros efetivos e o respectivo suplente do conselho fiscal poderão ser eleito, em votação em separado, pelos titulares de ações preferenciais, presente à Assembleia Geral.
Conversibilidade	Sim
Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	(i) condições As ações preferenciais classe B poderão ser convertidas em ações preferenciais classe A, a requerimento do interessado. (ii) efeitos sobre o capital social Não existem efeitos sobre o capital social para conversibilidade das ações preferenciais classe B em ações preferenciais classe A. A única alteração será no quantitativo de ações e a proporção das mesmas em relação ao total de ações de emissão da Companhia
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Descrição das características de reembolso Conforme art. 45 da Lei das Sociedades Anônimas, o valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral. As ações preferenciais de emissão da Companhia possuem prioridade com relação às ações ordinárias no caso de reembolso do capital sem prêmio.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.12
Resgatável	Não

18.1 - Direitos Das Ações

Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Vide descrição completa em 18.12

Outras características relevantes

Vide descrição completa em 18.12

18.2 - Descrição de Eventuais Regras Estatutárias Que Limitem O Direito de Voto de Acionistas Significativos ou Que os Obriguem A Realizar Oferta Pública

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Não há.

18.3 - Descrição de Exceções E Cláusulas Suspensivas Relativas A Direitos Patrimoniais ou Políticos Previstos no Estatuto

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

A Lei das Sociedades por Ações outorga à Assembleia Geral o direito de suspender o exercício de direitos pelo acionista que deixar de cumprir obrigação imposta por lei ou pelo Estatuto Social da Companhia, cessando tal suspensão imediatamente após o cumprimento de tal obrigação.

As ações que fizerem parte do controle acionário da Companhia não poderão ser transferidas, cedidas ou, de qualquer outra forma, alienadas, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, sem a prévia e expressa concordância do Poder Concedente.

O Estatuto Social da Companhia não prevê qualquer outra hipótese de restrição de exercício de direitos pelos acionistas.

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados**Exercício social 31/12/2021**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/12/2021	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	921.496	59,57	47,36	R\$ por Unidade	54,14
30/09/2021	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.566.749	60,16	53,98	R\$ por Unidade	57,33
30/06/2021	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.463.260	59,51	52,20	R\$ por Unidade	55,18
31/03/2021	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.088.531	56,69	46,79	R\$ por Unidade	51,40
31/12/2021	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	7.516	63,95	54,84	R\$ por Unidade	59,20
30/09/2021	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	8.700	77,64	63,95	R\$ por Unidade	67,24
30/06/2021	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	17.371	84,78	50,28	R\$ por Unidade	67,40
31/03/2021	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	22.766	68,23	48,15	R\$ por Unidade	61,20

Exercício social 31/12/2020

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2020	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	216.670	50,08	49,05	R\$ por Unidade	49,74
30/06/2020	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	105.150	35,05	35,05	R\$ por Unidade	35,05
30/09/2020	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	82.650.770	90,00	50,00	R\$ por Unidade	71,63
31/12/2020	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	7.169.923	83,82	56,00	R\$ por Unidade	66,77
31/03/2020	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.966.446	59,02	37,81	R\$ por Unidade	54,78
30/06/2020	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.827.679	55,85	43,34	R\$ por Unidade	49,52
30/09/2020	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	2.912.820	65,00	53,93	R\$ por Unidade	58,98
31/12/2020	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	811.184	58,81	53,40	R\$ por Unidade	55,97

18.4 - Volume de Negociações E Maiores E Menores Cotações Dos Valores Mobiliários Negociados

Exercício social 31/12/2019

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2019	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	56.200	46,07	39,00	R\$ por Unidade	44,00
31/03/2019	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	44.299.000	56,00	47,25	R\$ por Unidade	52,25
30/06/2019	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	91.044	50,00	42,00	R\$ por Unidade	48,54
30/09/2019	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	99.502	52,00	47,00	R\$ por Unidade	48,35
30/06/2019	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	255.398.000	59,00	45,80	R\$ por Unidade	58,98
30/09/2019	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	67.657.000	62,49	55,88	R\$ por Unidade	61,00
31/12/2019	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	56.200	54,00	50,00	R\$ por Unidade	53,00
31/12/2019	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	202.369.000	65,00	58,90	R\$ por Unidade	62,10

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	7ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	07/03/2019
Data de vencimento	15/03/2024
Quantidade (Unidades)	650.000
Valor total (Reais)	650.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	724.560.226,56
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Oferta destinada apenas para investidores qualificados
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A emissora poderá realizar oferta de resgate antecipado apenas para as Debêntures da Segunda Série.
Características dos valores mobiliários de dívida	ii. juros: Sobre o valor nominal das debêntures da 1ª série incidirão juros remuneratórios correspondentes à 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, extragrupo, na forma percentual, calculada e divulgada diariamente pela B3 no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.b3.com.br), capitalizada de um spread ou sobretaxa de 0,50% ao ano. As debêntures da 2ª série farão jus a juros remuneratórios prefixados a uma taxa de 4,50% ao ano. iii. As Debêntures serão de espécie quirografária, sem garantia real ou qualquer segregação de bens da emissora como garantia aos debenturistas em caso de necessidade de execução judicial ou extrajudicial. iv. o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A. Avenida das Américas, n.º 3434, bloco 07, Sala 201 Rio de Janeiro, RJ At.: Sr. Antonio Amaro, Sra Maria Carolina Abrantes Lodi de Oliveira Telefone: (21) 3514-0000 Fac-símile: (21) 3314- 0099 Correio Eletrônico: antonio.amaro@oliveiratrust.com.br/ ger2.agente@oliveiratrust.com.br. Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 7ª emissão de debêntures da Companhia e seus respectivos aditamentos, observada a Instrução CVM 28/83.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não há.
Outras características relevantes	Vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de março de 2024. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 6.1.1 e 6.1.2 da escritura de emissão das Debêntures.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	5ª emissão de debêntures simples da Companhia
Data de emissão	15/12/2017
Data de vencimento	15/12/2024
Quantidade (Unidades)	500.000
Valor total (Reais)	500.000.000,00

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Saldo Devedor em Aberto	361.271.417,13
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Oferta destinada apenas para investidores qualificados
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A emissora poderá realizar oferta de resgate antecipado apenas para as Debêntures da Segunda Série. Vide item 18.12 para maiores detalhes.
Características dos valores mobiliários de dívida	ii. Juros: O valor nominal unitário não será atualizado monetariamente. sobre o valor nominal unitário, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 104,90% (cento e quatro inteiros e noventa centésimos por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extra-grupo”, expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 – Segmento CETIP no informativo diário disponível em sua página na Internet (www.cetip.com.br) (“Taxa DI”). A remuneração será calculada de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis, por Dias Úteis decorridos, incidente sobre o Valor Nominal Unitário, desde a Data de Emissão até a data do seu efetivo pagamento. iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto: Sem garantia. iii. na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: quirografário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	Vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de dezembro de 2024. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 6.1.2 da escritura de emissão das Debêntures.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	8ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/05/2022
Data de vencimento	15/05/2032
Quantidade (Unidades)	600.000
Valor total (Reais)	600.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	600.000.000,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Oferta destinada apenas para investidores qualificados
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A emissora poderá realizar oferta de resgate antecipado.

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	<p>juros: Sobre o valor nominal unitário incidirão juros remuneratórios correspondentes a taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+ com juros semestrais (NTNB) com vencimento em 15 de agosto de 2030, a ser verificada conforme as taxas indicativas divulgadas pela ANBIMA em sua página na Internet (http://www.anbima.com.br), sendo apurada no mesmo dia da realização do Procedimento de Bookbuilding, acrescida exponencialmente de spread de 0,5500% (cinco mil e quinhentos décimos de milésimos) ao ano-base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, incidentes desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior; iii. As Debêntures serão de espécie quirografária, sem garantia real ou qualquer segregação de bens da emissora como garantia aos debenturistas em caso de necessidade de execução judicial ou extrajudicial. iv. o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A. Avenida das Américas, n.º 3434, bloco 07, Sala 201 Rio de Janeiro, RJ At.: Sr. Antonio Amaro, Sra Maria Carolina Abrantes Lodi de Oliveira Telefone: (21) 3514-0000 Fac-símile: (21) 3314- 0099 Correio Eletrônico: antonio.amaro@oliveiratrust.com.br/ ger2.agente@oliveiratrust.com.br. Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 8ª emissão de debêntures da Companhia e seus respectivos aditamentos, observada a Instrução CVM 28/83.</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não há
Outras características relevantes	Vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de maio de 2032. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 6.1.1 e 6.1.2 da escritura de emissão das Debêntures.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	6ª emissão de debêntures simples da Companhia
Data de emissão	15/06/2018
Data de vencimento	15/06/2025
Quantidade (Unidades)	310.000
Valor total (Reais)	310.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	368.121.004,65
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Oferta destinada apenas para investidores qualificados
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A emissora poderá realizar oferta de resgate antecipado apenas para as Debêntures da Segunda Série.

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	ii. juros Sobre o valor nominal das debêntures da 1ª série incidirão juros remuneratórios correspondentes à 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, extragrupo, na forma percentual, calculada e divulgada diariamente pela CETIP no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br), capitalizada de um spread ou sobretaxa de 0,95% ao ano. As debêntures da 2ª série farão jus a juros remuneratórios prefixados a uma taxa de 6,1965% ao ano. iii. As Debêntures serão de espécie quirografária, sem garantia real ou qualquer segregação de bens da emissora como garantia aos debenturistas em caso de necessidade de execução judicial ou extrajudicial. iv. o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS. Avenida das Américas, n.º 4200, bloco 08 B, Salas 302, 303 e 304. 22640-102 Rio de Janeiro, RJ At.: Sra. Karolina Vangelotti, Sra Marcelle Motta Santoro e Sr. Marco Aurélio Ferreira Telefone: (21) 3385-4565 Fac-símile: (21) 3385-4046 Correio Eletrônico: operacional@pentagonotrustee.com.br . Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 6ª emissão de debêntures da Companhia e seus respectivos aditamentos, observada a Instrução CVM 28/83.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	Vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de junho de 2025. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 6.1.2 da escritura de emissão das Debêntures.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	9ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	10/01/2023
Data de vencimento	10/01/2026
Quantidade (Unidades)	950.000
Valor total (Reais)	950.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	950.000.000,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Oferta destinada apenas para investidores qualificados
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá optar, a seu exclusivo critério, a partir de 10 de novembro de 2023 (inclusive), por realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures com o seu consequente cancelamento. O valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo Total será equivalente ao (a) Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, a serem resgatadas, acrescido (b) da Remuneração e demais encargos devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado Facultativo Total, calculado pro rata temporis desde a primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, incidente sobre o Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, e (c) de prêmio equivalente a 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) ao ano incidente sobre o Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração, calculado de forma exponencial de forma pro rata temporis considerando os Dias Úteis entre a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total e a Data de Vencimento.

18.5 - Outros Valores Mobiliários Emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida

Sobre o Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias do DI – Depósito Interfinanceiro de um dia, "over extra-grupo", expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão no informativo diário disponível em sua página na rede mundial de computadores (<http://www.b3.com.br>) ("Taxa DI"), acrescida de spread (sobretaxa) de 1,48% (um inteiro e quarenta e oito centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis.

As Debêntures serão da espécie quirografária, nos termos do artigo 58, caput, da Lei das Sociedades por Ações, não contando com garantia real ou qualquer segregação de bens da Emissora como garantia aos Debenturistas em caso de necessidade de execução judicial ou extrajudicial.

Agente Fiduciário: OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A. Avenida das Américas, nº 3.434, bloco 7, sala 201 At.: Sr. Antônio Amaro / Maria Carolina Abrantes Lodi de Oliveira Tel.: (21) 3514-0000 E-mail: af.controles@oliveiratrust.com.br / af.assembleias@oliveiratrust.com.br.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Não há.

Outras características relevantes

As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas nas cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 da escritura de emissão das Debêntures.

18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	0	16	354

18.6 - Mercados Brasileiros em Que Valores Mobiliários São Admitidos À Negociação

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

As ações ordinárias e preferenciais, classes A e B, de emissão da Companhia são negociadas na B3 – Brasil Bolsa Balcão (“B3”), sob o código COCE3, COCE5 e COCE6 respectivamente, e são listadas no segmento Básico.

As Debêntures da 5ª, 6ª e 7ª emissão da Companhia são admitidas à negociação no mercado secundário, por meio do módulo CETIP 21 – Títulos e Valores Mobiliários, administrado e operacionalizado pela B3, sendo as negociações liquidadas financeiramente e as debêntures custodiadas eletronicamente na B3.

18.7 - Informação Sobre Classe E Espécie de Valor Mobiliário Admitida À Negociação em Mercados Estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não tem valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

18.8 - Títulos Emitidos no Exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía valores mobiliários emitidos no exterior.

18.9 - Ofertas Públicas de Distribuição

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor

A seguir, apresentamos as emissões públicas realizadas pela Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

5ª Emissão de Debêntures

Em 15 de dezembro de 2017, a Companhia emitiu 500.000 (quinhentas mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em até três séries, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição.

6ª Emissão de Debêntures

Em 15 de junho de 2018, a Companhia emitiu 310.000 (trezentas e dez mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição.

7ª Emissão de Debêntures

Em 07 de março de 2019, a Companhia emitiu 650.000 (seiscentas e cinquenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição.

8ª Emissão de Debêntures

Em 15 de maio de 2022, a Companhia emitiu 600.000 (seiscentas mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em uma única série, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição.

9ª Emissão de Debêntures

Em 10 de janeiro de 2023, a Companhia emitiu 950.000 (novecentas e cinquenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em uma única série, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição.

Para maiores informações sobre as emissões de debêntures, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

18.10 - Destinação de Recursos de Ofertas Públicas

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas

(a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

6ª Emissão de Debêntures

5ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a 5ª Emissão serão integralmente utilizados na execução dos planos de investimento de curto prazo da Companhia, assim como ao reforço de sua liquidez

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a 5ª Emissão foram integralmente utilizados para atender o capital de giro da Companhia, para o reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Companhia realizados nos anos de 2016 e 2017 e para investimentos em projetos da Companhia ao longo do ano de 2018.

6ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos captados pela Companhia, por meio da 6ª Emissão, foram destinados a atender: (i) ao reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Companhia realizados ao longo do ano de 2017; e/ou (ii) parcialmente, ao resgate das Notas Promissórias Comerciais da 9ª (nona) emissão da Companhia, emitidas em 15 de março de 2018; e/ou (iii) ao capital de giro da Companhia.

7ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos captados pela Companhia, por meio da 7ª Emissão, foram destinados a atender: (i) ao reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Companhia realizados ao longo do ano de 2018; e/ou (ii) reperfilamento de dívidas da Companhia, tais como financiamentos contratados com recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), bem como alongamento do perfil de investimentos relacionados a projetos de investimentos.

8ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos captados pela Companhia, por meio da 8ª Emissão, foram destinados exclusivamente para o pagamento futuro ou reembolso de gastos e despesas e/ou dívidas relacionados à implementação e exploração do projeto descrito na Portaria MME e qualificado como prioritário pelo MME ("Projeto"), desde que, com relação aos gastos, despesas ou dívidas passíveis de reembolso, tenham ocorrido em prazo igual ou inferior a 24 (vinte e quatro) meses contados da data de encerramento da Oferta Restrita.

(b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição.

Não aplicável, tendo em vista que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

(c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável, tendo em vista que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

18.11 - Ofertas Públicas de Aquisição

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

Não aplicável, pois a Companhia não promoveu ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiros nos últimos três exercícios sociais.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

18.12 - Outras informações relevantes

Seguem outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação ao item 18.1:

Direitos no reembolso de capital

As ações preferenciais da Companhia têm prioridade no reembolso de capital pelo valor do patrimônio líquido, no caso de liquidação da Companhia. Já as ações ordinárias não possuem prioridade no reembolso do capital.

Restrição à circulação

Nos termos da Instrução da CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada, a Companhia, os acionistas controladores, os membros do conselho de administração, os diretores e membros do conselho fiscal, os membros dos comitês e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, bem como qualquer outra pessoa que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, são proibidos de negociar com valores mobiliários de emissão da Companhia, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários de emissão da Companhia, antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da Companhia.

Esta restrição também é aplicável: (A) aos membros do conselho de administração, diretores e membros do Conselho Fiscal que se afastarem de cargos na administração da Companhia anteriormente à divulgação de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão, por um período de seis meses a contar da data em que tais pessoas se afastaram de seus cargos; (B) em caso de existência de intenção de promover operações de fusão, incorporação, cisão total ou parcial, ou reorganização societária envolvendo a Companhia; (C) à Companhia, caso tenha sido celebrado qualquer acordo ou contrato visando à transferência do controle acionário respectivo, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim; (D) durante o período de 15 dias anteriores à divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (Formulário de Referência e DFP) exigidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM; e (E) aos acionistas controladores, membros do conselho de administração e diretores da Companhia, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de ações da Companhia pela própria Companhia ou por qualquer controlada, coligada ou outra companhia sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim.

Adicionalmente, deverão ser submetidas à prévia aprovação do poder concedente (União) as transferências das ações com direito a voto que impliquem na mudança do controle acionário da COELCE, bem como não poderão ser averbadas transferências de propriedade de ações com direito de voto, que impliquem em alienação do bloco de controle, sem que o novo titular firme, junto com o termo de transferência, declaração que se obriga a observar e a cumprir todas as cláusulas estabelecidas no contrato de concessão.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o estatuto social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em assembleias gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos: (a) direito a participar da distribuição dos lucros; (b) direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; (c) direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976; (d) direito de fiscalizar, na

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

forma prevista na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, a gestão dos negócios sociais; (e) direito de votar nas assembleias gerais; e (f) direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

As condições de alteração dos direitos assegurados aos valores mobiliários, adotadas pela Companhia, estão em conformidade com a legislação vigente, dessa forma: é necessária a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto, para deliberar sobre:

- (i) criação de ações preferenciais ou aumento de classe de ações preferenciais existentes, sem guardar proporção com as demais classes de ações preferenciais, salvo se já previstos ou autorizados pelo Estatuto Social da Companhia;
- (ii) alteração nas preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização de uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criação de nova classe mais favorecida; e
- (iii) redução do dividendo obrigatório.

A eficácia das aprovações de alterações previstas nos itens “(i)” e “(ii)” acima depende de prévia aprovação ou da ratificação, no prazo improrrogável de um ano, por titulares de mais da metade de cada classe de ações preferenciais prejudicadas, reunidos em assembleia especial convocada pelos administradores e instalada com as formalidades da Lei das Sociedades por Ações, nos termos do artigo 136 de tal lei.

Aprovada qualquer alteração nas condições dos direitos assegurados aos referidos valores mobiliários, aos acionistas dissidentes dar-se-á o direito de retirar-se da Companhia mediante reembolso do valor de suas ações e será as regras impostas pelo artigo 137 da Lei das Sociedades por Ações deverão ser observadas. O valor de reembolso a ser pago pela Companhia, nos casos previstos em Lei, será o valor econômico da Companhia dividido pelo número total de ações, sendo tal valor econômico apurado em avaliação, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Outras características relevantes

Todas as características relevantes foram divulgadas nos itens acima.

Seguem outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação ao item 18.5:

5ª emissão de debêntures simples da Companhia

Possibilidade de resgate, indicando:

- i. hipóteses de resgate e pagamento

Nos termos da Resolução CMN 4.476, após transcorridos 4 (quatro) anos a contar da Data de Emissão (ou prazo inferior, caso venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis), a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas da Segunda Série e/ou a todos os Debenturistas da Terceira Série, conforme o caso, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas da Segunda Série e/ou a todos os Debenturistas da Terceira Série para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos abaixo (“Oferta de Resgate Antecipado”):

- (i) a Emissora realizará a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série por meio de publicação de anúncio a ser amplamente

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

divulgado nos termos da Cláusula 5.18.2.i da escritura, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 30 (trinta) dias e, no máximo, 45 (quarenta e cinco) dias de antecedência da data em que pretende realizar o resgate, o(s) qual(is) deverá(ão) descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, incluindo: (a) a forma de manifestação dos Debenturistas da Segunda Série e/ou dos Debenturistas da Terceira Série que aceitarem a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série; (b) a data efetiva para o resgate integral das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série e pagamento aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série; (c) a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série estará condicionada à aceitação da totalidade dos Debenturistas titulares de Debêntures da Segunda Série e/ou de Debêntures da Terceira Série, conforme o caso; (d) o percentual do prêmio de resgate antecipado, caso exista, que não poderá ser negativo; e (e) as demais informações necessárias para a tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série”);

(ii) após a publicação ou comunicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, os Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série que optarem pela adesão à referida oferta terão que comunicar diretamente a Emissora, no prazo disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série. Ao final deste prazo, a Emissora terá até a data indicada no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, sendo certo que o resgate de todas as Debêntures da Segunda Série e/ou as Debêntures da Terceira Série será realizado em uma única data;

(iii) o valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescida da respectiva Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior e/ou da Data de Pagamento da Remuneração da Terceira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do resgate e de eventual prêmio de resgate antecipado, se aplicável; e

(iv) caso (a) as Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (b) Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série não estejam custodiadas no ambiente da B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série a serem resgatadas antecipadamente por meio da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

e/ou Debêntures da Terceira Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas- correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série e/ou pelos Debenturistas Terceira Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

Não será admitido o resgate antecipado de parte das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, sendo, portanto, necessária a adesão da totalidade das Debêntures dos Debenturistas da Segunda Série e/ou das Debêntures dos Debenturistas da Terceira Série, conforme o caso.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série e/ou o Debenturista Terceira Série for notificado sobre a Oferta de Resgate Antecipado.

Possibilidade de resgate antecipado facultativo:

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série

- i. hipóteses de resgate
- ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 13º (décimo terceiro) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 15 de janeiro de 2019 (inclusive), realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures da Primeira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures (“Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série”).

O Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.26 da escritura, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Primeira Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate Antecipado Facultativo integral das Debêntures da Primeira Série e pagamento aos Debenturistas da Primeira Série; e (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Primeira Série no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série; e (ii) de prêmio flat, incidente sobre o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido da Remuneração da Primeira Série, calculada pro rata temporis desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano, calculado conforme fórmula abaixo:

Prêmio= $VR * ((1 + Taxa1)^{(du_vcto/252)} - 1)$ onde:

VR= saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série acrescido da Remuneração da Primeira Série.

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Taxa1 = 0,20% (vinte e cinco centésimos por cento).

du_vcto= quantidade de dias úteis entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo (inclusive) e Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série (exclusive).

O pagamento das Debêntures da Primeira Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Primeira Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Primeira Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Primeira Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda e Terceira Série

- i. hipóteses de resgate
- ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não será admitida a realização, pela Emissora, de resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, excetuadas as hipóteses a que se referem os itens 5.15.8, 5.15.9, 5.15.11, e 5.27.5 da escritura de emissão, quando a Emissora estará autorizada, extraordinariamente, a realizar o resgate da totalidade das Debêntures da Terceira Série e/ou da totalidade das Debêntures da Terceira Série (“Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries”).

Quanto à hipótese prevista na Cláusula 5.27.5, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou da totalidade das Debêntures da Terceira Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.26 desta escritura, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate integral das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série e pagamento aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série e (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série e/ou aos Debenturistas da Terceira Série no âmbito do Resgate das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescida da respectiva Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior e/ou da Data de Pagamento da Remuneração da Terceira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries.

Caso (i) as Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou da totalidade das Debêntures da Terceira Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série que não estejam custodiadas no ambiente da B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Segunda Série e/ou da totalidade Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série e/ou pelos Debenturistas Terceira Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

Não será admitido o Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries de parte das Debêntures, sendo, portanto, necessário o resgate da totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou da totalidade das Debêntures da Terceira Série.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série e/ou o Debenturista Terceira Série for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Segunda e Terceira Séries.

j) Vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado: As Debêntures tem vencimento em 15 de dezembro de 2024. As condições de vencimento antecipado das Debêntures estão descritas na cláusula 6.1.2 da escritura de emissão das Debêntures.

6ª Emissão de debêntures simples da Companhia

Possibilidade de resgate:

A Emissora poderá realizar oferta de resgate antecipado das Debêntures da Primeira Série.

Na data desta Escritura de Emissão, não é permitida a realização da oferta de resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série. No entanto, desde que permitido e devidamente regulamentado pelo CMN, nos termos da Lei 12.431, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas da Segunda Série, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas da Segunda Série para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos abaixo (“Oferta de Resgate Antecipado”).

A Emissora somente poderá realizar a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.26 da escritura, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 30 (trinta) dias e, no máximo, 45 (quarenta e cinco) dias de antecedência da data em que pretende realizar o resgate, o(s) qual(is) deverá(ão) descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, incluindo: (a) forma de manifestação dos Debenturistas da Segunda Série que aceitarem a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série; (b) a data efetiva para o resgate integral das Debêntures da Segunda Série e pagamento dos Debenturistas da Segunda Série; (c) a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série estará condicionada à aceitação da totalidade dos Debenturistas titulares de Debêntures da Segunda Série; (d) o percentual do prêmio de resgate antecipado, caso exista, que não poderá ser negativo; e (e) as demais informações necessárias para a tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas da Segunda Série (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série”).

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Após a publicação ou comunicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, os Debenturistas da Segunda Série que optarem pela adesão à referida oferta terão que comunicar diretamente a Emissora, no prazo disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série. Ao final deste prazo, a Emissora terá até a data iniciada no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, sendo certo que o resgate de todas as Debêntures da Segunda Série será realizado em uma única data.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série será equivalente ao Valor Nominal Atualizado, acrescida da Remuneração da Segunda Série, calculada pro rata temporis, a partir da Data de Integralização da Segunda Série ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior, até a data do resgate e de eventual prêmio de resgate antecipado, se aplicável.

Caso (a) as Debêntures da Segunda Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (b) Debêntures da Segunda Série não estejam custodiadas pela B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série a serem resgatadas antecipadamente por meio da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série será realizada pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas-correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

Não será admitido o resgate antecipado de parte das Debêntures da Segunda Série, sendo, portanto, necessária a adesão da totalidade das Debêntures dos Debenturistas da Segunda Série.

As Debêntures resgatadas serão obrigatoriamente canceladas pela Emissora.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série for notificado sobre a Oferta de Resgate Antecipado.

Possibilidade de resgate antecipado facultativo:

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 13º (décimo terceiro) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 15 de julho de 2019 (inclusive), realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures da Primeira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures (“Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série”).

O Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.26 da Escritura das Debentures, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Primeira Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Antecipado Facultativo da Primeira Série, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate Antecipado Facultativo integral das Debêntures da Primeira Série e pagamento aos Debenturistas da Primeira Série; e (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Primeira Série no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série; e (ii) de prêmio flat, incidente sobre o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido da Remuneração da Primeira Série, calculada pro rata temporis desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano, calculado conforme fórmula abaixo:

Prêmio= VR * ((1 + Taxa1)^(du_vcto/252)-1) onde:

VR= saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série acrescido da Remuneração da Primeira Série.

Taxa1 = 0,20% (vinte e cinco centésimos por cento).

du_vcto= quantidade de dias úteis entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo (inclusive) e Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série (exclusive).

O pagamento das Debêntures da Primeira Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Primeira Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Primeira Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Primeira Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda

- i. hipóteses de resgate
- ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não será admitida a realização, pela Emissora, de resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, excetuadas as hipóteses a que se referem os itens 5.15.8, 5.15.9, 5.15.11, e 5.27.5 desta Escritura de Emissão, quando a Emissora estará autorizada, extraordinariamente (se assim autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis), a realizar o resgate da totalidade das Debêntures da Segunda Série (“Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série”).

Quanto à hipótese prevista na Cláusula 5.27.5, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.26 desta escritura, ou envio de comunicado aos Debenturistas da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate integral das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série e pagamento aos Debenturistas da Segunda Série e (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série no âmbito do Resgate das Debêntures da Segunda Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescida da respectiva Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série.

Caso (i) as Debêntures da Segunda Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas no ambiente da B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

Não será admitido o Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série, sendo, portanto, necessário o resgate da totalidade das Debêntures da Segunda Série.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série.

7ª Emissão de debêntures simples da Companhia

Possibilidade de resgate:

Na data desta Escritura de Emissão, não é permitida a realização da oferta de resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série. No entanto, desde que permitido e devidamente regulamentado pelo CMN, nos termos da Lei 12.431, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas da Segunda Série, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas da Segunda Série para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos abaixo (“Oferta de Resgate Antecipado”):(i) a Emissora somente poderá realizar a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.27, ou envio de comunicado individual aos Debenturistas da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 30 (trinta) dias e, no máximo, 45 (quarenta e cinco) dias de antecedência da data em que pretende realizar o resgate, o(s) qual(is) deverá(ão) descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, incluindo: (a) a forma de manifestação dos Debenturistas da Segunda Série que aceitarem a Oferta de

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série; (b) a data efetiva para o resgate integral das Debêntures da Segunda Série e pagamento aos Debenturistas da Segunda Série; (c) informação de que a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série estará condicionada à aceitação da totalidade dos Debenturistas titulares de Debêntures da Segunda Série; (d) o percentual do prêmio de resgate antecipado, caso exista, que não poderá ser negativo; e (e) as demais informações necessárias para a tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas da Segunda Série (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série”);

(ii) após a publicação ou comunicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, os Debenturistas da Segunda Série que optarem pela adesão à referida oferta terão que comunicar diretamente a Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, no prazo disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série. Ao final deste prazo, a Emissora terá até a data indicada no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, sendo certo que o resgate de todas as Debêntures da Segunda Série será realizado em uma única data;

(iii) o valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série será equivalente ao Valor Nominal Atualizado, acrescida da Remuneração da Segunda Série, calculada pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização da Segunda Série ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior, até a data do resgate e de eventual prêmio de resgate antecipado, se aplicável; e

(iv) caso (a) as Debêntures da Segunda Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (b) Debêntures da Segunda Série não estejam custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série a serem resgatadas antecipadamente por meio da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas-correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

Não será admitido o resgate antecipado de parte das Debêntures da Segunda Série, sendo, portanto, necessária a adesão da totalidade das Debêntures dos Debenturistas da Segunda Série.

As Debêntures resgatadas serão obrigatoriamente canceladas pela Emissora.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série for notificado sobre a Oferta de Resgate Antecipado.

possibilidade de resgate antecipado facultativo:

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir do 13º (décimo terceiro) mês contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 15 de abril de 2020 (inclusive), realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures da Primeira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures (“Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série”).

O Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.27 da escritura, ou envio de comunicado individual aos Debenturistas da Primeira Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate Antecipado Facultativo integral das Debêntures da Primeira Série e pagamento aos Debenturistas da Primeira Série; e (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Primeira Série no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, acrescido (i) da Remuneração, calculadas pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série; e (ii) de prêmio, incidente sobre o Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, acrescido da Remuneração da Primeira Série, calculada pro rata temporis desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano, calculado conforme fórmula abaixo:

$$\text{Prêmio} = \text{VR} * ((1 + \text{Taxa1})^{(\text{du_vcto}/252)} - 1)$$

onde:

VR = Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, acrescido da Remuneração da Primeira Série.

Taxa1 = 0,30% (trinta centésimos por cento).

du_vcto= quantidade de dias úteis entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo (inclusive) e Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série (exclusive).

O pagamento das Debêntures da Primeira Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Primeira Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Primeira Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Primeira Série que não estejam custodiadas conforme descrito acima.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Primeira Série.

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda

- i. hipóteses de resgate
- ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

Não será admitida a realização, pela Emissora, de resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Segunda Série, excetuadas as hipóteses a que se referem os itens 5.15.8, 5.15.9 e 5.28.5 da Escritura de Emissão, quando a Emissora estará autorizada, extraordinariamente (se assim autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis), a realizar o resgate da totalidade das Debêntures da Segunda Série (“Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série”).

Quanto à hipótese prevista na Cláusula 5.28.5 da escritura, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.27, ou envio de comunicado individual aos Debenturistas da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate integral das Debêntures da Segunda Série e pagamento aos Debenturistas da Segunda Série (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série no âmbito do Resgate das Debêntures da Segunda Série será equivalente ao Valor Nominal Atualizado, acrescida da respectiva Remuneração, calculada pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série.

Caso (i) as Debêntures da Segunda Série estejam custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas eletronicamente no ambiente da B3 – Segmento CETIP UTVM, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série, deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3 – Segmento CETIP UTVM, para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na B3 – Segmento CETIP UTVM; ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas conforme descrito acima.

Não será admitido o Resgate Antecipado Facultativo de parte das Debêntures da Segunda Série, sendo, portanto, necessário o resgate da totalidade das Debêntures da Segunda Série, que serão obrigatoriamente canceladas.

A B3 – Segmento CETIP UTVM deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista da Segunda Série for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo da Segunda Série.

8ª Emissão de debêntures simples da Companhia

Possibilidade de resgate:

A Emissora poderá realizar oferta de resgate antecipado das Debêntures.

A Emissora somente poderá realizar a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.28 da escritura, ou envio de comunicado individual aos Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 30 (trinta) dias e, no máximo, 45 (quarenta e cinco) dias de antecedência da data em que

18.12 - Outras Inf. Relev. - Val. Mobiliários

pretende realizar o resgate, o(s) qual(is) deverá(ão) descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures, incluindo: (a) forma de manifestação dos Debenturistas que aceitarem a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures; (b) a data efetiva para o resgate integral das Debêntures, que deverá ser um dia útil; (c) a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures estará condicionada à aceitação de um percentual mínimo de Debêntures, nos termos aplicáveis conforme legislação vigente; (d) o percentual do prêmio de resgate antecipado, caso exista, que não poderá ser negativo; e (e) as demais informações necessárias para a tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado”).

Após a publicação ou comunicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à referida oferta terão que comunicar diretamente a Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, no prazo disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado. Ao final deste prazo, a Emissora terá até a data indicada no Edital de Oferta de Resgate Antecipado para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado, sendo certo que o resgate será realizado para todas as Debêntures que aderiram à oferta, em uma única data.

O valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescida da respectiva Remuneração, calculada pro rata temporis, a partir da primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, até a data do resgate e de eventual prêmio de resgate antecipado, se aplicável.

Caso as Debêntures estejam custodiadas eletronicamente na B3, o resgate antecipado das Debêntures deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3; ou (b) Debêntures não estejam custodiadas eletronicamente na B3, o resgate antecipado das Debêntures deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

O pagamento das Debêntures a serem resgatadas antecipadamente por meio da Oferta de Resgate Antecipado será realizado pela Emissora (i) por meio dos procedimentos adotados pela B3, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3; ou (ii) mediante depósito em contas-correntes indicadas pelos Debenturistas, a ser realizado pelo Escriturador, no caso das Debêntures que não estejam custodiadas.

As Debêntures resgatadas serão obrigatoriamente canceladas pela Emissora.

A B3 deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Debenturista for notificado sobre a Oferta de Resgate Antecipado.

A B3, o Escriturador e o Agente de Liquidação deverão ser notificados acerca do resgate das Debêntures em questão pela Emissora com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da liquidação da Oferta de Resgate Antecipado.

19.1 - Informações Sobre Planos de Recompra de Ações do Emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve planos de recompra aprovados pela administração da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais.

19.2 - Movimentação Dos Valores Mobiliários Mantidos em Tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não deteve valores mobiliários mantidos em tesouraria nos últimos 3 exercícios sociais.

19.3 - Outras Inf. Relev. - Recompra/tesouraria

19.3 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 19.

20.1 - Informações Sobre A Política de Negociação de Valores Mobiliários

Data aprovação	26/11/2012
Órgão responsável pela aprovação	Conselho de Administração
Cargo e/ou função	Corresponde às pessoas que mantenham os vínculos indicados a seguir com Diretores, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal e membros dos órgãos com funções técnicas ou consultivas da Enel Brasil ou de suas Controladas: (i) o cônjuge, de quem não se esteja separado judicialmente, (ii) o (a) companheiro(a); (iii) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto sobre a renda do Administrador, Conselheiro Fiscal ou membro dos órgãos com funções técnicas ou consultivas, ou de seu cônjuge ou companheiro; e (iv) as sociedades controladas direta ou indiretamente, seja pelos Administradores, Conselheiros Fiscais ou membros dos órgãos com funções técnicas ou consultivas, seja pelas Pessoas Ligadas.

Principais características e locais de consulta

A presente norma tem por objetivo enunciar as diretrizes e condições que regerão de modo ordenado e dentro dos limites das disposições regulamentares em vigor aplicáveis às operações de compra / venda, permuta, aquisição e alienação ou qualquer outra modalidade de negociação de valores mobiliários ou títulos representativos ou conversíveis em ações de emissão da Enel Brasil S.A. ("Enel Brasil") e/ou de suas sociedades Controladas, por parte de seus integrantes que tenham acesso a informação privilegiada, nos termos da Instrução CVM 358/02 (Informação Privilegiada). A norma pode ser consultada através do website da Companhia: <https://www.enel.com.br/pr/investidores/enel-distribuicao-ceara/informacoes-gerais.html>

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização Os procedimentos de Não Negociação de Valores Mobiliários de emissão da Enel Brasil e de suas controladas previstos nesta Seção são baseados no artigo 13 da Instrução CVM nº 358/02.

É vedada a negociação de valores mobiliários da empresa:

I. Antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da companhia. Esta vedação aplica-se também a quem quer que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo-se que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, em especial àqueles que tenham relação profissional, pessoal ou de confiança com a companhia, tais como Analistas, Auditores, Consultores e etc;

II. Por força de comunicação via e-mail do Diretor de Relações com Investidores da Enel Brasil ou de suas Controladas, determinando período de não-negociação (Blackout Period). O Diretor de Relações com Investidores da Enel Brasil ou de suas Controladas não está obrigado a justificar a decisão de determinar o Blackout Period;

III. No período de 15 dias anteriores a divulgação de Informações Trimestrais – ITR's e Demonstrações Financeiras Anuais da Companhia - DFP's;

IV. Aos administradores que se afastem da administração de quaisquer das companhias antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão e se estenderá pelo prazo de 6 meses após seu afastamento;

V. Se existir intenção de promover Incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária;

VI. Em relação aos diretores e membros do conselho de administração e membros do Conselho Fiscal, da Enel Brasil e suas Controladas, sempre que estiver em curso a aquisição ou alienação de ações de emissão da companhia por ela própria, suas controladas, coligadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim.

As vedações referenciadas nos itens I, IV e V, deixarão de vigorar tão logo a Companhia divulgue o fato relevante ao mercado, salvo se a negociação interferir nas condições do referido negócio, em prejuízo dos acionistas da companhia ou dela própria.

20.2 - Outras Informações Relevantes

20.2 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 20.

21.1 - Descrição Das Normas, Regimentos ou Procedimentos Internos Relativos À Divulgação de Informações

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

As normas, regimentos e procedimentos internos relativos à divulgação de informações que a Companhia adota estão descritos na sua Política de Divulgação de Ato e Fato Relevante, conforme disposta no item 21.2 deste Formulário de Referência.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

A Companhia possui uma Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante (“**Política de Divulgação**” ou “**Política**”), nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“**CVM**”) nº 358, de 03 de janeiro de 2002, conforme alterada (“**ICVM 358**”), aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 19 de julho de 2002, e é destinada aos seus acionistas controladores, diretores, membros dos Conselhos de Administração e do Conselho Fiscal e, ainda, integrantes dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia, executivos e funcionários com acesso a informações relevantes e por quem quer que tenha conhecimento de informações relevantes da Companhia, em razão de cargo, função ou posição na Companhia.

Normas Gerais

Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações e com o artigo 2º da ICVM 358, ato ou fato relevante significa qualquer decisão dos acionistas controladores, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da Companhia ou qualquer outro ato ou fato de caráter político administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável: I - na cotação dos Valores Mobiliários; II - na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles Valores Mobiliários; ou III - na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular dos Valores Mobiliários.

É proibido o uso indevido de informações privilegiadas no mercado de valores mobiliários pelas pessoas que as tenham acesso, em proveito próprio ou de terceiros e em detrimento dos investidores em geral, do mercado e da própria Companhia.

Comunicação e Divulgação de Ato ou Fato Relevante

A informação sobre ato ou fato relevante deverá ser simultaneamente comunicada à CVM e à B3 S.A. – Brasil, Bolsa e Balcão (“**B3**”), além de ser divulgada por meio de publicação nos jornais de grande circulação, usualmente utilizados pela Companhia, de forma resumida mas com a indicação do endereço na Internet onde a informação completa estará disponível a todos os investidores.

Sigilo do Ato ou Fato Relevante

Objetivando preservar interesse legítimo da Companhia nos termos do art. 6º da ICVM 358, o ato ou fato relevante, excepcionalmente, poderá deixar de ser comunicado e divulgado.

Na hipótese de a informação escapar ao controle ou havendo oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários da Companhia, os administradores e acionistas controladores, ainda que tenham decidido pela não divulgação de ato ou fato relevante, devem divulgar imediatamente o ato ou fato relevante, diretamente ou através do Diretor de Relações com Investidores.

Os administradores e acionistas controladores poderão solicitar à CVM que, excepcionalmente, decida pelo sigilo do ato ou fato relevante, cuja divulgação caracterize risco aos interesses legítimos da Companhia.

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas

Os acionistas controladores, diretores, membros dos Conselhos de Administração e do

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

Conselho Fiscal, executivos, funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia ou, ainda, quem quer que tenham firmado o Termo de Adesão à Política, titulares de valores mobiliários de emissão da Companhia, seja em nome próprio, seja em nome do(a) Cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente; do(a) Companheiro(a); dependente indicado na declaração de imposto de renda; de sociedades controladas direta ou indiretamente, deverão informar à Companhia, à CVM e, se for o caso, à B3, a quantidade, as características e a forma de aquisição de valores mobiliários de sua titularidade, bem como as alterações em suas posições acionárias.

Responsabilidades

Compete ao Diretor de Relações com Investidores: (i) administrar todas as informações relativas a ato ou fato relevante da Companhia; (ii) responder pela divulgação e comunicação de ato ou fato relevante; (iii) observar os prazos de informação e divulgação estabelecidos na ICVM 358; e (iv) responder pela execução e acompanhamento da Política.

Os acionistas controladores, diretores, membros dos Conselhos de Administração e do Conselho Fiscal, executivos, funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia, ou, ainda, quem quer que tenha firmado o Termo de Adesão à Política, ficam obrigados a: (I) guardar sigilo das informações relativas a ato ou fato relevante às quais tenham acesso privilegiado até sua divulgação ao mercado; (II) zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento do dever de sigilo; (III) comunicar qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao Diretor de Relações com Investidores; (IV) agir, sempre com lealdade, objetivando assegurar aos investidores informações necessárias às suas decisões de investimento; (V) garantir a divulgação de informações acerca da situação patrimonial e financeira da Companhia seja precisa e completa, tudo na forma prevista na Política e na regulamentação vigente; (VI) comunicar, imediatamente, o ato ou fato relevante à CVM, na hipótese em que, no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, e não se configurando a decisão de manter sigilo, na forma do art. 6º da ICVM 358, o Diretor de Relações com Investidores seja omissivo.

Qualquer aprimoramento ou reformulação da Política deverá ser deliberada pelo Conselho de Administração da Companhia e encaminhada à CVM e à B3.

A Política de Divulgação pode ser acessada nos seguintes endereços: (i) sede da Companhia: Praça Leoni Ramos, nº 1 – bloco 1, 24210- 205-São Domingos, Niterói - Rio de Janeiro; e (ii) *website* da Companhia (<https://www.enel.com.br/pt/investidores/enel-distribuicao-rio.html>); e (iii) *website* da CVM (www.cmv.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br).

21.3 - Administradores Responsáveis Pela Implementação, Manutenção, Avaliação E Fiscalização da Política de Divulgação de Informações

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

O administrador responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações é o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia.

21.4 - Outras Informações Relevantes

21.4 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 21.