

Índice

1. Atividades do emissor	
1.1 Histórico do emissor	1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas	3
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais	5
1.4 Produção/Comercialização/Mercados	7
1.5 Principais clientes	15
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal	16
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior	41
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira	42
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)	43
1.10 Informações de sociedade de economia mista	46
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante	47
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital	48
1.13 Acordos de acionistas	49
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios	50
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas	51
1.16 Outras informações relevantes	52
2. Comentário dos diretores	
2.1 Condições financeiras e patrimoniais	53
2.2 Resultados operacional e financeiro	70
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases	73
2.4 Efeitos relevantes nas DFs	74
2.5 Medições não contábeis	75
2.6 Eventos subsequentes as DFs	77
2.7 Destinação de resultados	78
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs	80
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados	81
2.10 Planos de negócios	82
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional	84
3. Projeções	
3.1 Projeções divulgadas e premissas	85
3.2 Acompanhamento das projeções	87

Índice

4. Fatores de risco	
4.1 Descrição dos fatores de risco	88
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco	111
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado	112
4.4 Processos não sigilosos relevantes	115
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes	140
4.6 Processos sigilosos relevantes	141
4.7 Outras contingências relevantes	142
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos	
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado	143
5.2 Descrição dos controles internos	147
5.3 Programa de integridade	149
5.4 Alterações significativas	155
5.5 Outras informações relevantes	156
6. Controle e grupo econômico	
6.1/2 Posição acionária	157
6.3 Distribuição de capital	164
6.4 Participação em sociedades	165
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico	166
6.6 Outras informações relevantes	168
7. Assembleia geral e administração	
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	169
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	173
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração	174
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal	176
7.4 Composição dos comitês	198
7.5 Relações familiares	199
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle	200
7.7 Acordos/seguros de administradores	208
7.8 Outras informações relevantes	209
8. Remuneração dos administradores	
8.1 Política ou prática de remuneração	210

Índice

8.2 Remuneração total por órgão	214
8.3 Remuneração variável	218
8.4 Plano de remuneração baseado em ações	220
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)	221
8.6 Outorga de opções de compra de ações	222
8.7 Opções em aberto	223
8.8 Opções exercidas e ações entregues	224
8.9 Diluição potencial por outorga de ações	225
8.10 Outorga de ações	226
8.11 Ações entregues	227
8.12 Precificação das ações/opções	228
8.13 Participações detidas por órgão	229
8.14 Planos de previdência	230
8.15 Remuneração mínima, média e máxima	231
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização	233
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração	234
8.18 Remuneração - Outras funções	235
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada	236
8.20 Outras informações relevantes	237
9. Auditores	
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração	238
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores	240
9.4 Outras informações relevantes	241
10. Recursos humanos	
10.1A Descrição dos recursos humanos	242
10.1 Descrição dos recursos humanos	244
10.2 Alterações relevantes	245
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados	246
10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados	249
10.4 Relações entre emissor e sindicatos	250
10.5 Outras informações relevantes	251
11. Transações com partes relacionadas	

Índice

11.1 Regras, políticas e práticas	252
11.2 Transações com partes relacionadas	254
11.2 Itens 'n.' e 'o.'	329
11.3 Outras informações relevantes	330
12. Capital social e Valores mobiliários	
12.1 Informações sobre o capital social	331
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras	333
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	335
12.4 Número de titulares de valores mobiliários	343
12.5 Mercados de negociação no Brasil	344
12.6 Negociação em mercados estrangeiros	345
12.7 Títulos emitidos no exterior	346
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas	347
12.9 Outras informações relevantes	348
13. Responsáveis pelo formulário	
13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE	359
13.1 Declaração do diretor presidente	360
13.1 Declaração do diretor de relações com investidores	361
13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual	362

1.1 Histórico do emissor

1.1. Descrever sumariamente o histórico do emissor

A Companhia, resultado da unificação das quatro empresas distribuidoras de energia elétrica existentes no Estado do Ceará (Cenorte, Celca, Cerne e Conefor), foi criada pela Lei Estadual n.º 9.477, de 5 de julho de 1971 e constituída 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, tendo sido autorizada à prestação do serviço público de energia pelo Decreto n.º 69.469, de 5 de novembro de 1971. À época, a Companhia tinha 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.

Em 22 de novembro de 2022, a Controladora indireta e direta da Companhia - Enel S.p.A e Enel Brasil - divulgaram ao mercado internacional financeiro, respectivamente em seu plano estratégico para o período 2023 - 2025 e em Fato Relevante, a possibilidade de alienação do controle acionário da Companhia.

Com objetivo de manter o mercado atualizado sobre o andamento do processo, a Companhia divulgou novo Fato Relevante em 09 de fevereiro de 2023, informando que deu início aos procedimentos de análise e prospecção para possível alienação do controle acionário e que, oportunamente, avaliará manifestações de interesse.

A Companhia informa ainda que, se e quando for o caso, qualquer operação dependerá da obtenção das aprovações necessárias e observará os termos da regulamentação aplicável. Até o encerramento dessas demonstrações financeiras, não existe qualquer negociação de venda em curso, que estaria representado por um plano de venda provável.

Em 22 de novembro de 2023, na ocasião da divulgação do plano estratégico da Enel S.p.A

1.1 Histórico do emissor

para o período de 2024 - 2026, a Coelce divulgou através de novo fato relevante, que seus acionistas controladores comunicaram sobre a decisão de suspender temporariamente os procedimentos de análises e prospecção para possível alienação do controle acionário da Companhia.

A Coelce informa ainda que, se e quando for o caso, qualquer operação dependerá da obtenção das aprovações necessárias e observará os termos da regulamentação aplicável. Até a data de arquivamento do Formulário de Referência ano base 2023, não existe qualquer negociação de venda em curso, que estaria representado por um plano de venda provável.

Em 28 de novembro de 2024, o Conselho de Administração da Enel Ceará aprovou, aumento de capital social no valor de R\$580.580.000,00, mediante a emissão, pela companhia, para subscrição privada de 8.845.476 novas ações, sendo 5.585.954 ações ordinárias, 3.097.399 ações preferenciais Classe A e 162.123 ações preferenciais Classe B, dentro do limite do capital autorizado, conforme previsto no artigo 5º do estatuto social da Companhia ("Aumento de Capital").

Em 16 de janeiro de 2025, a Companhia divulgou Fato Relevante informando que, em razão de decisão de tutela cautelar antecipada concedida nos autos do processo nº 0200893-88.2025.8.06.0001, pelo juízo da 3ª Vara Empresarial, de Recuperação de Empresas e de Falências do Estado do Ceará, ficam suspensos os efeitos do aumento de capital da Companhia no valor de R\$580.580.000,00 deliberado em 28 de novembro de 2024 pelo Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, objeto do Aviso aos Acionistas datado de 13 de dezembro de 2024, até ulterior deliberação do juízo. Referida tutela foi solicitada por Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras.

Em 17 de janeiro de 2025, a Enel Ceará publicou Fato Relevante informando que tomou conhecimento da Resolução DC/SUDENE no. 924, de 14 de janeiro de 2025, publicada no Diário Oficial da União – seção 1 de 15 de janeiro de 2025, através da qual a Diretoria Colegiada da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE informa sobre a deliberação tomada de não aprovar o enquadramento do Projeto de Incentivo Fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do Imposto Sobre a Renda e Adicionais não Restituíveis calculados com base no lucro da exploração, de que trata o artigo 1º da Medida Provisória no. 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, submetido pela Companhia. A empresa está analisando a decisão e postulará novo pedido ainda em 2025. O benefício fiscal continua vigente até o final do exercício fiscal que se encerrará em 31 de dezembro de 2025.

Em 28 de março de 2025 a Companhia protocolou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, requerimento de antecipação dos efeitos da prorrogação, por um período de 30 anos, do seu contrato de concessão para a exploração do serviço de distribuição de energia elétrica no Estado do Ceará, na forma do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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

Visão Geral

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 cerca de 8,8 milhões de habitantes, o que representa aproximadamente 29,5 unidades consumidoras por quilômetro quadrado. Em 31 de dezembro de 2024, nossa área de concessão representou 4,8% do número de consumidores no Brasil, e 2,4% 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 159.161 Km de Linhas de distribuição, 5.616 Km de Linhas de transmissão e 128 subestações.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, nossa receita operacional líquida foi de R\$ 8.442,1 milhões, valor 2,1% abaixo do ano anterior, com a distribuição de 13.656 GWh (incluindo energia no curto prazo) de energia elétrica para aproximadamente 4,4 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 2024 e 2023, bem como sua variação:

Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2024			
R\$, Milhões	2024	2023	Variação 2023/2024
Receita Operacional Líquida	8.442,13	8.623,30	-2,1%
EBITDA	1.845,95	1.756,83	5,1%
Lucro (Prejuízo) líquido	464,9	315,5	47,4%

A tabela abaixo indica o consumo de energia em GWh nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, bem como sua variação:

Consumo - GWh	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024		Variação
	2024	2023	2024/2023
Residencial	5.854	5.402	8,4%
Comercial	1.367	1.434	-4,7%
Industrial	355	433	-18,0%
Consumidores livres ⁽¹⁾	3.351	2.926	14,5%
Outros	2.761	2.846	-3,0%
Total	13.688	13.041	5,0%

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

(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.

A tabela a seguir indica o número de unidades consumidoras faturadas nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, bem como sua variação:

Consumidores (unidades)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024		Variação
	2024	2023	2024/2023
Residencial	3.716.061	3.683.803	0,88%
Comercial	182.690	188.311	-2,98%
Industrial	5.756	6.387	-9,88%
Consumidores livres	1.634	934	74,95%
Outros	445.768	526.470	-15,33%
Total ⁽¹⁾	4.351.909	4.405.905	-1,23%
⁽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 à 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 Companhia 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.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

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

a. produtos e serviços comercializados

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 n.º 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 n.º 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 Livres¹, 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 do emissor

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, cerca de 71,5%, em média, da receita operacional bruta da Companhia resulta exclusivamente da distribuição de energia elétrica. O restante se refere 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 2024
Fornecimento Total Faturado	3.645.515
Outras receitas originadas de contratos com clientes	5.326.130
Fornecimento não faturado	558.507
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (cativo e livre)	4.820.454
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD - consumidores cativos e livres	(52.831)
Outras receitas	2.842.518
Ativos e passivos financeiros setoriais	(85.454)
Subvenção baixa renda	506.159
Subvenção CDE – desconto tarifário	404.495
Marcação a mercado de ativo indenizável	306.046
Receita de construção	1.497.096
Outras receitas	214.176
Receita Operacional Bruta	11.814.163
(-) Deduções da Receita	(3.372.034)
Receita Operacional Líquida	8.442.129

¹ “Clientes 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.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

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

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 último exercício social:

R\$ mil	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
Lucro/Prejuízo do Período	464.914

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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

(a) características do processo de produção

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, organizados pelo governo federal (ii) cotas de energia; e outras fontes incluindo (iii) o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("PROINFA") e (iv) os critérios e procedimentos para o cálculo das cotas-partes e alocação de energia UHE Itaipu e das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 estão estabelecidos no Submódulo 12.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que são rateados para as distribuidoras. No caso da UHE Itaipu, os custos são alocados a todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. No caso das centrais de geração Angra 1 e 2, a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Para o atendimento do seu mercado, a Companhia firma contratos de compra de energia de longo prazo. 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 1.4 "e" "(i)" deste Formulário de Referência. Para informações sobre os efeitos relevantes da regulação estatal no processo de compra de energia pela Companhia, vide item 1.6 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 2024, uma área de concessão de, aproximadamente, 149 mil km², contendo 184 municípios no Estado do Ceará e uma população de 8,8 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 159 mil km, predominantemente aérea. Diferentemente, dos grandes consumidores industriais, que recebem energia elétrica em faixas de alta tensão, os consumidores industriais e comerciais de menor porte e os consumidores residenciais e das

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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, no último exercício social:

Indicadores de Desempenho	2024
Total de perdas de energia elétrica	17,78%
Interrupções	
Frequência de interrupções por cliente por ano (em vezes)	4,19
Duração média de interrupções por cliente por ano (em horas)	9,68

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”) à distribuidora ou transmissora na qual está conectado, onde a Companhia recebe os custos envolvidos na prestação do serviço público de distribuição ou transmissão de energia.

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. 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 bilateral entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da aquisição de energia de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram firmados antes da promulgação da Lei 10.848/2004.
- **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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 são 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 podem desenvolver atividades de geração, de transmissão e de venda direta de energia elétrica para consumidores livres, exceto quando praticarem tarifas reguladas.

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.

(d) Eventual Sazonalidade

O consumo e, conseqüentemente, a venda de energia elétrica oscilam em decorrência principalmente da variação de temperatura e do período de secada atividade comercial e rural.

Assim, as vendas da Companhia são maiores no verão, em razão das temperaturas elevadas, e da intensidade do regime de seca, em razão do aumento da atividade rural, que demanda mais a atividade de irrigação, e comercial.

A seguir apresentamos tabela demonstrando o quanto de Energia em MW médio foi requerida para o mercado cativo, que representa a maior parte do mercado da Companhia, em cada trimestre no último exercício social:

Período	MW médio
1T 2024	1.529,33
2T 2024	1.479,31
3T 2024	1.450,30
4T 2024	1.560,99
2024	1.504,98

(e) principais insumos e matérias primas, informando:

O principal insumo da Companhia é a energia elétrica, proveniente predominantemente de fontes de energia hidrelétrica. Adicionalmente, a Companhia também adquire seu principal produto a partir de fontes de energia proveniente de combustíveis fósseis, energia nuclear e de energia proveniente de fontes alternativas (energia eólica, energia solar, biomassa etc.).

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

As relações mantidas pela Companhia com fornecedores ocorrem dentro de um setor regulado, que segue normas e parâmetros de compra, venda e distribuição de energia, conforme abaixo descritas.

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 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 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 Modelo do Setor Elétrico, existem ainda os contratos de Cotas do PROINFA e da Usina Hidrelétrica de Itaipu, ambos geridos 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. A Companhia não pode prever os eventuais efeitos da renegociação das disposições contratuais dos contratos celebrados por ela e mencionados neste item.

Compra de Energia

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

De acordo com as diretrizes dessa regulamentação:

- a. 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
- b. 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 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.

Os 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 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

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 2018, 2019 e 2020, 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 até o limite de 105% do requisito de compra da distribuidora.

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 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

custos fixos e por uma remuneração variável que inclui o reembolso dos custos operativos da usina, quando ela 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. Até a presente data, a Companhia assegurou o repasse integral dos custos de aquisição de energia às suas tarifas de fornecimento, pendente apenas de decisão da ANEEL a sobra de energia do ano de 2019.

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.

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.

Leilão de Reserva de Capacidade

Modalidade para contratação de reserva de capacidade para atendimento à necessidade de potência do SIN, garantindo a segurança e o equilíbrio do sistema. Diferente dos leilões convencionais, que contratam apenas energia (MWh), esses leilões visam assegurar capacidade de potência (MW disponíveis), especialmente em momentos de pico de demanda ou escassez. Os custos deste leilão são alocados via encargo a todos os consumidores do SIN, tanto cativos quanto livres.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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, lhe dando acesso ao mercado regulado nacional. O preço resultante, dentro dos limites de contratação regulada, é repassável para os consumidores finais de forma a garantir a neutralidade do distribuidor.

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.

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 ocorrer, 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.

Vale destacar que existem mecanismos regulatórios, entre eles, as bandeiras tarifárias e a conta de compensação de valores da parcela A (CVA), que foram instituídos com o intuito de neutralizar o impacto econômico para as distribuidoras devido a estas variações nos preços de compra de energia.

Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs)

São mecanismos onde prioritariamente se tenta realocar montantes de energias entre as distribuidoras. Atualmente existem as seguintes opções de MCSD:

Energia Existente

1. 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;
2. 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;
3. 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;
4. 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

déficits

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 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).

1.5 Principais clientes

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

a. montante total de receitas provenientes do cliente

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

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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

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

A Companhia é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estando sujeita à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia também está sujeita aos termos de seu contrato de concessão, celebrado com a União, tendo como interveniente à ANEEL, em 13 de maio de 1998, com vigência de 30 anos, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 13 de maio de 2028, sendo que atividade operacional da Companhia depende exclusivamente dos direitos outorgados no âmbito do Contrato de Concessão (Contrato de Concessão). Nesse contexto regulação estatal provoca efeitos relevantes sobre as atividades da Companhia, regendo a concessão a ela outorgada, as tarifas que compõem sua receita, as tarifas e encargos a que está sujeita no exercício de sua atividade bem como as regras de compra de energia pela Companhia e os programas desenvolvidos para a diversificação da matriz energética brasileira.

Serão apresentadas a seguir as principais características da regulação do Setor Elétrico Brasileiro, no qual a Companhia atua, bem como as autoridades e penalidades estabelecidas com o objetivo de regular, fiscalizar e monitorar o Setor Elétrico Brasileiro.

Em seguida, serão descritas as regras tarifárias e os encargos setoriais aos quais a Companhia está sujeita, incluindo as normas de reajustes tarifários. Por fim, serão destacadas as normas que regem a concessão outorgada à Companhia para o exercício de suas atividades.

Para informações adicionais sobre efeitos da regulação estatal sobre as atividades da Companhia, em especial, sobre o processo de produção, distribuição e compra de energia elétrica, vide item 1.4 deste Formulário de Referência.

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

HISTÓRICO

A Constituição Federal brasileira prevê, por meio do art. 175, 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, com foco no aumento da concorrência setorial.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- Em 04 de março de 1993, considera-se como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro a Lei nº 8.631/93, que criou a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extinguiu a equalização tarifária e criou os chamados contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando minimizar 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. De forma geral, a Lei de concessões do Setor Elétrico estabeleceu arcabouço normativo e regulatório para outorga e prorrogação das concessões de serviços públicos e desverticalização dos serviços de energia elétrica. Assim, essas 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 a partir de nível significativo de demanda serão designados Consumidores Livres, de

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- forma a negociar a compra de energia elétrica diretamente de concessionárias, permissionárias ou autorizadas, o que permite a escolha do 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 n.º 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. Com este marco, 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;
 - Em 1996, iniciou-se o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo MME. Os trabalhos do Projeto RE-SEB definiram as bases conceituais que deveriam nortear o desenvolvimento do setor elétrico. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. Concluído em 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no setor elétrico brasileiro.
 - Em 26 de dezembro de 1996, a Lei n.º 9.427/96 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com suas atribuições de órgão regulador;
 - Em 6 de agosto de 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE por meio da Lei n.º 9.478/97.
 - 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 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 n.º 4.932, de 23 de dezembro de 2003, que foi substituído e revogado pelo Decreto n.º 10.272, de 12 de março de 2020, que manteve a referida delegação;
 - Desde 1997, a ANEEL veio a substituir algumas das atividades do antigo DNAEE, recebendo deste o acervo técnico e patrimonial, as obrigações, os direitos e receitas, exceto aquelas decorrentes da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica (parte foi transferida para o MME, a rede hidrométrica e atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidráulica, e parte foi, posteriormente transferida para a Agência Nacional de Águas (ANA). As maiores diferenças entre a ANEEL e o antigo DNAEE, podem ser resumidas em:
 - i. Autonomia: instituída como autarquia, a ANEEL dispõe de autonomia de ação (patrimonial, administrativa e financeira), desde que cumpridas as determinações legais, as políticas e diretrizes setoriais;
 - ii. Gestão: existem dispositivos legais para a escolha e especialmente para a destituição dos dirigentes da ANEEL, o que garante desvinculação da gestão administrativa da Agência em relação ao Poder Executivo; e
 - iii. Receita: a garantia de receita própria, decorrente especialmente da taxa de fiscalização, desvinculada a execução orçamentária da ANEEL da existência ou não de disponibilidade de recursos no orçamento da União.
 - Em 27 de maio de 1998, foi promulgada a Lei nº 9.648/98, com vistas a revisar a governança

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

das instituições do setor elétrico brasileiro, destaque para:

- i. a criação de um órgão autorregulado responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, chamado de Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Em 2004, esse mercado foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela gestão do sistema anterior de preços e os contratos de fornecimentos;
 - ii. a exigência de que as empresas de distribuição e geração firmassem contratos de fornecimento de energia inicial, ou os contratos iniciais, em geral compromissos do tipo take or pay, a preços e volumes previamente aprovados pela ANEEL. O principal objetivo dos contratos iniciais era garantir que as empresas de distribuição tivessem acesso a um fornecimento estável de energia a preços que lhes assegurassem uma taxa mínima de retorno durante o período de transição (2002 a 2005), levando ao estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo;
 - iii. a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma entidade de direito privado sem fins lucrativos, responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN;
 - iv. o estabelecimento de processos de licitação pública para concessões na construção e operação de usinas de energia elétrica e instalações de transmissão;
 - v. a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, conhecida como processo de desverticalização setorial;
 - vi. o estabelecimento de restrições de concentração da 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 24 de julho de 2000, foi publicada a Lei n.º 9.991/00, que determinou as concessionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica passassem a aplicar anualmente, o montante mínimo de 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 24 de fevereiro de 2000, o governo federal emitiu o Decreto n.º 3.371/2000 que criou o Programa Prioritário de Termoelectricidade (PPT). O Brasil enfrentou uma grave crise de abastecimento de energia que durou até o final de fevereiro 2002, com objetivo de reduzir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Assim, 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 por usinas termelétricas 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.
 - iv. Em 15 de maio de 2001, pela Medida Provisória nº 2.147/01, por conta da criticidade na oferta de eletricidade, o Governo Federal implantou medidas que incluíram: um programa para racionamento de consumo de energia nas regiões mais adversamente afetadas, a saber as regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil; e
 - v. a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) que estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica, com objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. A CGE aprovou uma série de medidas emergenciais que estabeleceram metas para reduzir o consumo de energia pelos consumidores residenciais, comerciais e industriais nas regiões afetadas, por meio de regimes tarifários especiais.
 - Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o racionamento de energia em consequência do equilíbrio no fornecimento, graças ao aumento significativo nos níveis dos reservatórios e de uma redução moderada na demanda.
 - Em abril de 2022, o Governo Federal promulgou novas medidas para equilíbrio setorial, que

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

determinou um Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE) para compensar as perdas financeiras incorridas pelas fornecedoras de energia como resultado do racionamento obrigatório.

- Em 29 de abril de 2002, o Governo Federal, por meio da Lei n.º 10.438/02, conforme alterada pela Lei n.º 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 das 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 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 novembro de 2002, o Governo Federal por meio do BNDES, lançou o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, e o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, chamado de “Programa de Capitalização”, com o objetivo de oferecer apoio financeiro ao refinanciamento das dívidas das empresas de distribuição, para compensá-las pela perda de receitas resultantes do Racionamento, da desvalorização do Real frente ao Dólar e dos atrasos na aplicação dos reajustes tarifários durante 2002.
- Em 17 de dezembro de 2002, novas mudanças foram introduzidas por meio da Lei nº 10.604/02, como a proibição das concessionárias oferecerem bens vinculados à concessão, os direitos dela emergentes e qualquer outro ativo que possa comprometer suas respectivas concessões, como garantia de operação destinadas a atividade distinta de sua concessão; e autorização da criação de subvenção econômica para outorga de benefícios tarifários, destinada aos consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda e dentre outras providências.
- Em 15 de março de 2004, o Governo Federal por meio das Leis nº 10.847/04 e nº 10.848/04 promulgou o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, com o objetivo a reestruturação, segurança e equilíbrio, tendo por meta proporcionar aos consumidores o fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária, com destaque:
 - i. regras como a competição nos leilões de novos empreendimentos pelo menor valor da tarifa para o consumidor, que substitui o critério anterior que privilegiava o maior ágio pago ao Governo.
 - ii. as usinas passam a ser licitadas com a concessão da licença prévia.
 - iii. os contratos de longo prazo e a compra centralizada contribuem para maior segurança do abastecimento.
 - iv. o setor público reassume o planejamento do setor elétrico e cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) substitui os antigos Mercado Atacadista de Energia (MAE) e Mercado

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Brasileiro de Energia (MBE), e assume a liquidação dos contratos de compra e venda de energia elétrica e o sistema para aquisição de eletricidade em conjunto pelas distribuidoras.

- Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal por meio de decreto presidencial n.º 5.163/04, introduziu o novo modelo de Comercialização de Energia Elétrica do Setor Elétrico brasileiro. Tratou-se de um esforço para reestruturar o Setor de Energia Elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas.
- Dessa forma, pode-se dizer que as Leis n.º 10.847/04 e n.º 10.848/04 e o decreto presidencial n.º 5.163/04 introduziram o Novo Modelo do Setor Elétrico com alterações relevantes na regulamentação brasileira, de forma a sinalizar incentivos equilibrados aos agentes privados e públicos, para construir e manter a capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas, por meio de processos competitivos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica. Outros aspectos importantes deste marco regulatório são:
 - i. a criação de dois ambientes paralelos que definem a comercialização de energia elétrica, quais sejam o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) e o Ambiente de contratação Livre (“ACL”);
 - ii. os agentes de geração, sejam concessionários de serviços 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. Adicionalmente, todos os contratos, sejam no ACR ou no ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo;
 - iii. as restrições a certas atividades das distribuidoras, de forma a garantir que estejam voltadas apenas a seu principal negócio, a fim de assegurar serviços mais eficientes e confiáveis a seus consumidores, incluindo a proibição da venda de eletricidade pelas distribuidoras aos consumidores livres a preços não regulados. Cumprimento dos contratos assinados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a fim de proporcionar estabilidade às transações realizadas antes de sua promulgação;
 - iv. a proibição de as distribuidoras venderem eletricidade fora do ACR; e
 - v. a exclusão da Eletrobrás e de suas subsidiárias do Plano Nacional de Desestatização, que foi um programa criado pelo governo em 1990 com o objetivo de promover o processo de privatização das empresas estatais.
- Em 17 de abril de 2012, a ANEEL publicou a resolução normativa n.º 482/2012, responsável por introduzir a possibilidade do consumidor ser autoprodutor no ambiente regulado, com Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e a energia negociada por meio do mecanismo de compensação de eletricidade.
- Em 30 de agosto de 2012, o Governo Federal publicou a Medida Provisória n.º 577, posteriormente convertida na Lei n.º 12.767, de 27 de dezembro de 2012, onde definiu as condições para extinção e intervenção em concessões de serviço público no setor elétrico, e dentre outras disposições, indicou que concessionárias de serviço público não poderiam mais se submeter ao regime de recuperação judicial ou extrajudicial.
- Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória n.º 579, posteriormente convertida na Lei n.º 12.783/13 de 11 de janeiro de 2013, onde estabeleceu condições para a renovação de concessões alcançadas pelos artigos 17, § 5º, 19 e 22 da Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, as indenizações correspondentes e a redução de determinados encargos setoriais, buscando contribuir para a modicidade tarifária.
- Em 11 de janeiro de 2013, a Lei n.º 12.783/13 indicou as principais alterações que permitiram a redução da tarifa aos consumidores:
 - i. a alocação de cotas de energia, resultantes das geradoras com concessão renovadas, com reduções de preço;
 - ii. a redução dos custos de transmissão;
 - iii. a redução dos encargos setoriais; e
 - iv. a retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto do Tesouro Nacional por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).
- Em 22 de junho de 2016, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória n.º 579/16, posteriormente convertida na Lei n.º 13.360/16 de 17 de novembro de 2016, onde o Setor Elétrico Brasileiro passou por alterações na regulação, a saber:
 - i. a transfência para a CCEE da responsabilidade de gestão das contas Reserva

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- Global de Reversão (RGR), Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a partir de 1º de maio de 2017;
- ii. o aperfeiçoamento da gestão das contas RGR, CCC e CDE;
 - iii. a adequação do custeio da CDE às disponibilidades orçamentárias e financeiras;
 - iv. a antecipação de 2035 para 2030 o prazo para o fim da assimetria regional nas cotas;
 - v. o estabelecimento que as cotas serão fixadas conforme o nível de tensão e com vistas a proteger os consumidores de baixa renda de impactos tarifários;
 - vi. a isenção da CDE aos consumidores beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE);
 - vii. a permissão para a União licitar as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica alcançadas pela Lei nº 12.783/2012, junto com a transferência do controle acionário da concessionária controlada pela União;
 - viii. a ampliação nos descontos nas tarifas com recursos da CDE, aos consumidores ligados diretamente na rede básica e que utilizam fontes renováveis.
 - ix. a ampliação e incrementos no custeio de políticas setoriais pela CDE;
 - x. o custeio de pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, com destinação ao MME de 3% dos recursos;
 - xi. a realização de empréstimos destinados ao custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada pela União;
 - xii. a utilização de recursos para os dispêndios da CCEE na administração da CDE, CCC e RGE; e
 - xiii. o direcionamento de recursos para compensar impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal distribuidora supridora, na forma a ser definida pela ANEEL.
 - xiv. o estabelecimento da permissão para transferência do controle societário da concessionária;
 - xv. a permissão para transferência do controle societário da concessionária, como opção à extinção da outorga, conforme regulamento da ANEEL. Para tanto, deverá haver aprovação da ANEEL, a partir da demonstração da viabilidade da troca de controle e do benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado.
 - xvi. a venda de excedentes contratuais pelas distribuidoras
 - xvii. a autorização da venda de excedentes contratuais pelas distribuidoras aos consumidores livres, sem restringir tal venda à respectiva área de concessão;
 - xviii. o estabelecimento da abertura de mercado livre, com vistas a liberalização do mercado de eletricidade. A partir de 1 de janeiro de 2024, todos os consumidores de energia em alta tensão também podem migrar para o mercado livre de energia, contudo os consumidores com carga abaixo de 500kW precisam de representação institucional, por meio do comercializador varejista;
 - xix. para a energia de empreendimentos de geração existentes, o início de entrega poderá ser no mesmo ano ou até no 5º ano subsequente ao da licitação e o prazo de suprimento de no mínimo 1 e no máximo 15 anos;
 - xx. para a energia de novos empreendimentos de geração, o início de entrega poderá ser a partir do 3º e até o 7º ano após a licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 15 e no máximo 35 anos.
 - xxi. essa mudança amplia do 2º para o 5º ano a possibilidade de entrega da energia existente licitada no ACR e do 5º para o 7º ano a energia nova. Logo, aumenta as incertezas oriundas do processo de compra de energia por parte das distribuidoras, embora favoreça as construções das usinas, minimizando a ocorrência de atrasos na entrega da energia.
 - xxii. a possibilidade de extensão da Outorga dos Geradores
 - xxiii. no caso de atrasos no início da operação comercial, caracterizado pela ANEEL como excludente de responsabilidade, o prazo da outorga de geração ou transmissão de energia elétrica será recomposto pela ANEEL, por meio da extensão da outorga pelo mesmo período do excludente de responsabilidade, bem como será feito o adiamento da entrega de energia caso o empreendedor tenha um contrato de venda em ambiente regulado - CCEAR.
- Em 12 de dezembro de 2017, a ANEEL editou a Resolução Normativa n.º 797/17, que estabeleceu os procedimentos para o compartilhamento de infraestrutura de

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Concessionárias e Permissionárias de Energia Elétrica com agentes do mesmo setor, bem como com agentes dos setores de Telecomunicações, Petróleo e Gás, além da Administração Pública Direta ou Indireta, bem como os demais agentes interessados.

- Em 21 de junho de 2024, foi publicado o Decreto nº 12.068, regulamentando a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, por um período de trinta anos.

OS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ELETRICIDADE

Ambiente De Contratação Regulada – ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, as empresas de distribuição compram energia, visando atender à carga dos consumidores cativos, por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. As compras de energia são feitas por meio de duas modalidades:

- I. Contratos na modalidade “Quantidade de Energia” (CCEAR por Quantidade); e
- II. Contratos na modalidade “Disponibilidade de Energia (CCEAR por Disponibilidade).

Nos contratos na modalidade “Quantidade de Energia”, a vendedora compromete-se a fornecer determinado volume e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada, hipótese na qual a geradora é obrigada a comprar energia de outra fonte a fim de cumprir seu compromisso de fornecimento. Cabe acrescentar ainda, que os volumes anuais dos CCEARs são definidos no leilão que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação da energia para efeito de contabilização na CCEE. Já nos contratos na modalidade “Disponibilidade de Energia”, a vendedora compromete-se a disponibilizar uma determinada capacidade de geração ao Ambiente de Contratação Regulada.

Nesse caso, a receita da geradora está garantida e possíveis riscos hidrológicos são imputados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão. Entretanto, a legislação vigente prevê que eventuais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras deverão ser repassados aos consumidores por meio das tarifas. Acrescente-se ainda que os volumes anuais dos CCEARs por disponibilidade são definidos nos leilões que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização na CCEE.

De acordo com a Lei do Modelo do Setor Elétrico, a previsão de mercado de cada Distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema e as Distribuidoras são obrigadas a celebrar contratos para garantir o atendimento de 100% de suas necessidades projetadas de energia. O não atendimento da totalidade dos seus requisitos pode resultar em penalidades às Distribuidoras. Devido ao risco inerente às previsões de mercado, as distribuidoras têm assegurado o repasse tarifário de até 105% do nível de contratação em relação a carga, possibilitando uma certa margem em caso de desvios decorrentes do comportamento do mercado consumidor, nos anos posteriores à decisão de contratação sinalizada no momento dos leilões.

A partir de 2013, a Lei nº 12.783/13 instituiu o regime de comercialização de energia por meio de cotas de garantia física para as usinas cuja concessão foi renovada a partir desse período. Nesse regime, o preço é regulado e corresponde ao custo de operação e manutenção, bonificação pela outorga e remuneração por investimentos em melhorias. O risco hidrológico é assumido pelos distribuidores e repassado aos consumidores finais.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

Desde a publicação da Lei nº 9.074/95, o Mercado Livre de Energia foi criado para estimular a livre concorrência e estimular a maior competitividade entre as empresas, o que beneficia a redução dos custos da energia elétrica aos consumidores. Atualmente, o Mercado Livre compreende cerca de 40% da carga do país.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

No Mercado Livre, a 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 que são livremente negociados, podem ter diversos prazos de fornecimento, de curto, médio e longo prazos, com distintas condições de entrega, desde o fornecimento contínuo ao variável ao longo do ano, bem como 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 fornecedores. 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, os 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.

Em função da Portaria do MME nº 50/2022, foi permitido a migração ao Mercado Livre a partir de 1º de janeiro de 2024, a todos os consumidores do grupo A. Contudo, os consumidores do grupo A com carga inferior a 500 kW, deverão ser atendidos com representação por meio de comercializador varejista. Assim, 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 renováveis.

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. 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.

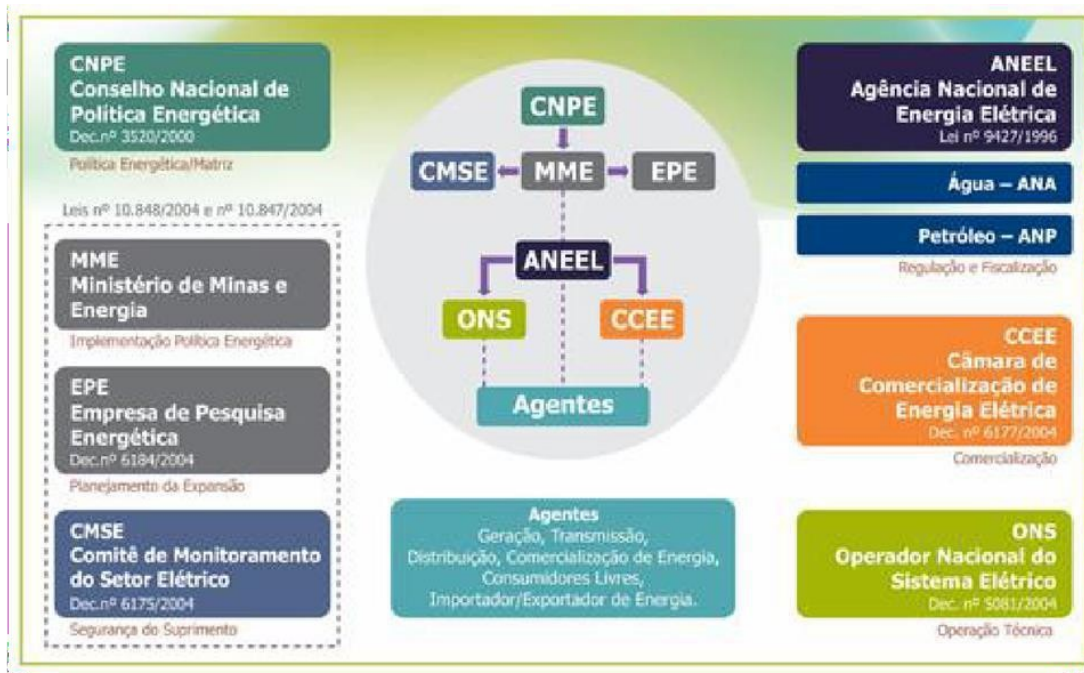
Os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL,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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Contratos Assinados Antes da Lei do Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Modelo do Setor Elétrico estabelece que contratos assinados por empresas de distribuição e aprovados pela ANEEL antes da edição da Lei do Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados em seus prazos, preços ou volumes já contratados, com exceção dos contratos iniciais.

GOVERNANÇA INSTITUCIONAL SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



Fonte: ONS

Conselho Nacional de Política de Energia – CNPE

A Lei nº 9.478/1997 definiu os objetivos a serem perseguidos pela política energética nacional e criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado à Presidência da República e presidido pelo MME.

O CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República, tendo como finalidade propor ao Presidente da República, políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país;
- assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País;
- rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País;
- estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, álcool, carvão e da energia termonuclear;
- estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado;
- propor critérios de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços;
- propor critérios gerais de garantias de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

O rol completo de suas atribuições está definido nas leis: 9.478 de 1997, art 2º; 10.848, de 2004, art. 21-B; 12.351, de 2010 - Políticas de exploração do pré-sal: arts. 9º e 12º; e Decreto nº 4.541, de 2002, art. 46 - Diretrizes e programação para uso da RGR e no Decreto nº 9.308, de 15 de março de 2018.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal atua como poder executivo por meio do MME e 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:

- Políticas nacionais de geologia, de exploração e de produção de recursos minerais e energéticos;
- Políticas nacionais de aproveitamento dos recursos hídricos, eólicos, fotovoltaicos e de demais fontes para fins de energia elétrica;
- Política nacional de mineração e transformação mineral;
- Diretrizes para o planejamento dos setores de minas e de energia;
- Política nacional do petróleo, do combustível, do biocombustível, do gás natural de energia elétrica, inclusive nuclear;
- Diretrizes para as políticas tarifárias;
- Energização rural e agroenergia, inclusive eletrificação rural, quando custeada com recursos vinculados ao setor elétrico;
- Políticas nacionais de integração do sistema elétrico e de integração eletroenergética com outros países;
- Políticas nacionais de sustentabilidade e de desenvolvimento econômico, social e ambiental dos recursos elétricos, energéticos e minerais;
- Elaboração e aprovação das outorgas relativas aos setores de minas e energia;
- Avaliação ambiental estratégica, quando couber, em conjunto com o Ministério do Meio Ambiente e demais órgãos relacionados;
- Participação em negociações internacionais relativas aos setores de minas e energia; e
- Fomento ao desenvolvimento e adoção de novas tecnologias relativas aos setores de minas e de energia.

Além disso, compete também ao MME zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A partir da promulgação da Lei nº 9.427/1996, o setor elétrico brasileiro passou a ser regulado pela ANEEL, agência reguladora de energia elétrica, autarquia federal e autônoma. Logo, 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 Poder Executivo.

São de competência da ANEEL:

1. Concessão, permissão e autorização: (i) Implementar políticas - por delegação do Governo Federal, promover 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.
2. Regulação: (i) estabelecer as regras para o serviço de energia, onde regula a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; (ii) Ditar metas para o equilíbrio e o bom funcionamento do mercado. A ANEEL determina as metas a serem

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

periodicamente alcançadas pelas distribuidoras de energia elétrica. Assim, 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, principalmente nos monopólios naturais; (iii) Criar 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.

3. **Fiscalização:** 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 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.

4. **Mediação de Conflitos e Ouvidoria:** dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores.

5. **Pesquisa e Desenvolvimento e Inovação (P&D&I):** Gestão e fomento de programas: (i) gerir os programas de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética, ambos conduzidos por concessionárias de geração, transmissão e distribuição; (ii) Regulamentar os 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.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

A Lei do Modelo do Setor Elétrico autorizou a constituição do CMSE, com funções de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. O CMSE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia tendo em sua composição quatro representantes do MME, e os titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.

O principal objetivo do Comitê é o de evitar o desabastecimento do mercado de energia elétrica.

Para isto deverá acompanhar a evolução do mercado consumidor, o desenvolvimento dos programas de obra, identificando, inclusive, as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança do abastecimento.

O CMSE tem poderes para definir diretrizes e programas de ação, podendo requisitar, dos agentes setoriais, estudos e informações.

Operador Nacional do Sistema – ONS

Criado em decorrência da Lei nº 9.648/98. O ONS é uma entidade de direito privado sem fins lucrativos que opera mediante autorização da ANEEL e integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e por consumidores livres cujo papel básico é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Elétrico Interligado Nacional.

Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem:

1. O planejamento operacional para o setor de geração e transmissão;
2. A organização do uso do Sistema Elétrico Interligado Nacional e interligações internacionais;
3. A garantia aos agentes do setor o acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória;
4. assistência na expansão do sistema energético;
5. propor ao MME os planos e diretrizes para extensões da Rede Básica; e
6. apresentação de regras para operação do sistema de transmissão para aprovação da ANEEL.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

O ONS é responsável, também, pela garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e pela administração dos respectivos contratos: a) Contratos em que concessionárias de transmissão colocam seus sistemas a disposição do Operador; e b) Contratos em que os usuários da transmissão asseguram o direito de uso da mesma.

O ONS deve desempenhar seu papel em nome de todos os interessados no setor e não poderá desempenhar qualquer atividade comercial de compra e venda de energia elétrica.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A CCEE foi criada por força da Lei do 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) realizar 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 estruturação e a gestão do Contrato de Energia de Reserva; e
- (vii) efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

A EPE é uma empresa vinculada MME cuja finalidade é prestar serviços de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que apoiem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que visem o planejamento de expansão de geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental das usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

SOBRE A ESTRUTURA TARIFÁRIA

As tarifas que a concessionária aplica pela distribuição de energia aos consumidores finais são reguladas pela ANEEL, de acordo com o arcabouço legal do contrato de concessão, por meio dos procedimentos tarifários anuais, periódicos e extraordinários.

Para determinar as tarifas aplicáveis, os clientes são segmentados por grupos econômicos tarifários específicos. Dessa forma, os clientes do Grupo A são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação a partir de 2,3 kV ou mais, com a característica de possuírem Cabine Primária (Média Tensão) ou Estação de Transformação (Alta Tensão), e que na sua maior parte, qualificam-se como consumidores potencialmente livres nos termos da Lei do Modelo do Setor Elétrico.

As tarifas para clientes do Grupo A baseiam-se na tensão de atendimento e na hora do dia da utilização da energia. As tarifas deste grupo apresentam duas componentes: uma “tarifa de demanda” e uma “tarifa de energia”. A tarifa de demanda, refere-se à capacidade do sistema alocada a cada cliente, expressa em Reais por kW, sendo faturada pelo maior valor entre (1) demanda firme contratada ou (2) demanda efetivamente registrada. A tarifa de energia, expressa

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

em Reais por MWh, baseia-se no volume de energia efetivamente consumido durante um período de fornecimento, que geralmente é de 30 dias.

Já os clientes do Grupo B, por sua vez, são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação inferior a 2,3 kV (Tensão Nominal de 115 / 230 V), sendo esse grupo de clientes subdividido em: clientes residenciais, residenciais de Tarifa Social, rurais, de iluminação pública e outras classes (comerciais, industriais, etc.) tendo cada um dos subgrupos uma tarifa específica.

Os Clientes residenciais de baixa renda são considerados um subgrupo de clientes residenciais. De acordo com as regras atuais, correspondem às unidades consumidoras residenciais que consomem até 220kWh, desde que estejam aptos a receber benefícios de programas sociais para baixa renda do Governo Federal.

No Grupo B, as tarifas são cobradas com base em apenas um componente: a energia efetivamente consumida expressa em Reais por MWh.

Tarifas pelo Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL homologa tarifas pelo uso e acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão. As tarifas são (i) de distribuição (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD), e (ii) de transmissão (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST), que compreende a Rede Básica e suas instalações auxiliares.

Além disso, as empresas de distribuição do sistema interligado no Sul e no Sudeste/Centro-Oeste pagam tarifas específicas pela transmissão de eletricidade gerada em Itaipu.

Nos últimos anos, o governo teve por meta a melhoria do sistema de transmissão nacional e, como resultado, algumas empresas de transmissão se envolveram em programas de expansão significativos, custeados por aumentos nas tarifas de transmissão. O aumento nas tarifas de transmissão pagas pelas Concessionárias de Distribuição é repassado aos seus respectivos clientes através dos Reajustes de Tarifas Anuais e nas Revisões Tarifárias Periódicas.

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A TUSD é revisada anualmente de acordo com a variação de seus componentes, é paga por geradoras e consumidores livres e especiais pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual tais geradoras e consumidores livres e especiais estejam conectados. O valor a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação da demanda de energia elétrica contratada junto à concessionária de distribuição, em kW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW, bem como pela energia medida, em MWh, pela tarifa estabelecida pela ANEEL em R\$/MWh. A TUSD é formada por diversos encargos setoriais, bem como a remuneração da concessionária pelo uso da rede local e os custos regulatórios de pessoal, material e serviços de terceiros.

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres e especiais pelo uso da Rede Básica e é revisada anualmente de acordo com (i) a inflação e (ii) a receita anual das empresas de transmissão, que também incorpora custos de expansão da própria rede.

As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST têm por objetivo cobrir os custos associados ao serviço de transporte da energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, ou seja, desde os parques geradores de energia elétrica até os centros de consumo.

Sendo o Brasil um país com geração predominantemente hidráulica, as usinas, via de regra, encontram-se afastadas dos centros de carga, tornando-se necessário que uma extensa rede de linhas de transmissão e de subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica, transportem essa energia.

A operação, coordenação e controle desta rede de transmissão são de responsabilidade do ONS, pessoa jurídica de direito privado, autorizado pelo Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

As concessionárias de transmissão são remuneradas através de uma Receita Anual Permitida - RAP, definida e homologada pela ANEEL por meio dos Leilões de Transmissão ou de Resoluções Autorizativas. Esta RAP deve ser suficiente para remunerar os investimentos das transmissoras, cobrir os custos de operação e manutenção das instalações, inclusive os custos relativos aos centros de operação do sistema, aos serviços de telecomunicação e da transmissão de dados, além dos tributos e encargos setoriais.

Assim, as TUST têm a finalidade de arrecadar os montantes associados a RAP de cada transmissora, sendo que estas tarifas são estabelecidas anualmente pela ANEEL na mesma data em que ocorre o reajuste da RAP das transmissoras, para vigência a partir de 1º de julho de cada ano. A TUST é aplicada a todos os usuários do sistema de transmissão, neste caso: distribuidoras, geradores, consumidores livres e agentes importadores/exportadores de energia, exceto os diretamente conectados a DITs.

O cálculo destas tarifas é realizado a partir de simulação de um programa computacional, chamado Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada: i) a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações; as demandas de geração e de carga do sistema; ii) a receita total a ser arrecadada e iii) de alguns parâmetros estabelecidos pela ANEEL. Cabe informar que a receita total do sistema a ser paga às concessionárias de transmissão, além de ser composta pela RAP, é formada também por parte do orçamento do ONS, por uma Parcela de Ajuste, que correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior, e por uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

Desta forma, pela metodologia utilizada pela ANEEL as tarifas de transmissão são aplicadas proporcionalmente ao uso que cada agente faz deste sistema, ou seja, são estabelecidas tarifas específicas para cada ponto de conexão com este sistema de transmissão, à razão da demanda contratada pelos agentes em cada um destes pontos de conexão.

Para informações sobre o procedimento de faturamento das tarifas cobradas dos consumidores, vide item 1.3 “b” deste Formulário de Referência.

Reajustes e Revisões Tarifárias

Os valores das tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento) são reajustados anualmente pela ANEEL (Reajuste Tarifário Anual), revistas periodicamente (Revisão Tarifária Periódica) a cada cinco anos ou quatro anos, depende das condições estabelecidas no contrato de concessão e, por fim, podem ser revistas em caráter extraordinário (Revisão Tarifária Extraordinária).

Ao revisar as tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos de concessionárias de distribuição entre: os custos não gerenciáveis da distribuidora (Parcela A) e os custos gerenciáveis pelas distribuidoras (Parcela B).

Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

- Os custos de energia comprada para revenda;
- Os encargos setoriais: dentre os quais se destacam o encargo de Serviço do Sistema - ESS; a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA; o Encargo de Energia de Reserva - EER; e
- Os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Quando os preços dos itens não gerenciáveis, definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária, oscilarem positivamente ou negativamente impactarão o fluxo de caixa da companhia. Porém, as variações dos itens não gerenciáveis são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária.

A Parcela B, por sua vez, compreende os itens de custo que estão sob o controle das

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

concessionárias e inclui, entre outros:

- O retorno sobre os investimentos relacionados à concessão considerados na Base de Remuneração Regulatória determinada por ocasião das Revisões Tarifárias Periódicas;
- Os custos de depreciação regulatória; e
- Os custos eficientes de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição estabelece um Reajuste de Tarifa Anual, conforme fórmula estipulada no próprio contrato de concessão. Neste momento, busca-se que os custos da Parcela A sejam repassados aos clientes. Contudo, os custos da Parcela B, neste momento, são apenas corrigidos de acordo com o índice inflacionário IGP-M ou IPCA (no caso da Companhia, IPCA), ajustado por um índice de produtividade chamado Fator X.

As distribuidoras de energia elétrica, conforme o contrato de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que podem variar entre quatro e cinco anos (no caso da Companhia, a cada cinco anos). Nestas revisões todos os custos da Parcela B são recalculados e o Fator X é calculado para compartilhar ganhos de produtividade da concessionária, basicamente devido ao crescimento de mercado. Nos processos de reajustes tarifários, o Fator X é calculado com base nos componentes: (i) XP (produtividade) e (ii) XQ (qualidade) e (iii) XT (trajetória de custos operacionais).

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito a eventual Revisão Tarifária Extraordinária, a ser solicitada especificamente ao Poder Concedente e analisadas caso a caso. Tais solicitações serão aceitáveis em caso de significativo desequilíbrio econômico-financeiro causado por fatos imprevisíveis e não gerenciáveis pela empresa.

Revisão Tarifária Extraordinária 2022

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 13 de julho de 2022, deliberou sobre a revisão tarifária extraordinária de 2022.

A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária da Companhia positivo de +10,02%, composto por reajuste econômico de +12,84% e componente financeiro de -2,82%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de -3,01%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Revisão Tarifária Extraordinária 2022	
Encargos Setoriais	3,98%
Custos de Transmissão	-1,04%
Custos de Aquisição de Energia	4,32%
Parcela A	7,26%
parcela B	5,58%
Reajuste Econômico	12,84%
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	-6,31%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,32%
Componentes Financeiros	-2,82%
Reajuste Total	10,02%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	-13,03%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	-3,01%

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Parcela A

Reajustada em 11,49%, representando 7,26% no reposicionamento econômico com os seguintes componentes:

- Encargos setoriais - aumento de 36,62%, representando 3,98% 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).

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.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de -R\$ 193.725, dentre os quais destacamos R\$ 568.258 positivos referentes aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), Sobrecontratação de R\$ 47.892, Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 138.699 e Ressarcimento de Créditos de PIS/COFINS de -R\$ 433.117.

A revisão tarifária média de -3,01% a ser percebida pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	2,96%
Baixa Tensão	-3,02%
Efeito Médio	-3,01%

Revisão Tarifária 2023

No ano de 2023 foi realizada a revisão tarifária da Enel Ceará. A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 18 de abril, deliberou sobre a revisão tarifária periódica de 2023 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2023, Resolução Homologatória nº 3.185/2023.

A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica da Companhia negativo de -0,46% composto por reajuste econômico de +2,71% e componente financeiro de -3,17%. Considerando o componente financeiro do último processo tarifário, +3,52%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +3,06%.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

O índice é composto pelos seguintes itens:

Revisão Tarifária Enel Ceará	
Encargos Setoriais	-0,14%
Energia Comprada	1,84%
Encargos de Transmissão	1,23%
Parcela A	2,93%
Parcela B	-0,21%
Revisão Econômica	2,71%
CVA Total	-1,37%
Outros Itens Financeiros	-1,80%
Revisão Financeira	-3,17%
Revisão Total	-0,46%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	+3,52%
Efeito para o consumidor	3,06%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi revisada em 4,7%, representando 2,93% na revisão econômica com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 921 milhões. Uma queda de -1,1%, representando -0,14% na revisão econômica em função principalmente do encargo PROINFA (-12,3%);
- Energia Comprada: R\$ 3.262 milhões. O aumento de 4,30% decorre principalmente do aumento do custo unitário de contratos de Energia Nova e Alternativa – modalidade CCEAR por disponibilidade. O custo de compra de energia representa 1,84% na revisão econômica, e;
- Encargos de Transmissão: R\$ 537 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de 19,9%, correspondendo a um efeito de 1,23% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -0,57%, representando uma participação de -0,21% na revisão econômica.

- Ademais, foi homologado o Fator X de -0,30%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 0%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,296%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de 0%.

Como resultado da revisão tarifária e considerando a nova Base de Remuneração Regulatória (BRR) homologada pela ANEEL, a Companhia reconheceu:

- Complemento positivo do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 158.534 (conforme nota explicativa nº 13.2 do ITR).
- Reclassificação do ativo financeiro da concessão para o ativo intangível no montante de R\$ 40.286, devido alinhamento de metodologia de classificação dos ativos (conforme notas explicativas nº 13.2 e 13.3 do ITR).
- Baixas do ativo intangível da concessão no montante de R\$ 28.090 (conforme nota explicativa nº 13.3 do ITR).

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizam um montante negativo de R\$ 230.618, dentre os quais destacam-se: R\$ 99.257 negativos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"); negativos da reversão de risco hidrológico de R\$ 136.127; e negativo de PIS/COFINS de R\$ 419.351; sendo estes valores parcialmente compensados por componentes de reversão da bandeira escassez hídrica positivo de R\$ 169.425; e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 175.979.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A revisão tarifária média de +3,06% a ser percebida pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-3,77%
Baixa Tensão	5,51%
Efeito Médio	3,06%

Reajuste Tarifário Anual 2024

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 16 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2024 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2024, Resolução Homologatória nº 3.319/2024.

Em abril de 2024, a ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica da Companhia com um índice de reajuste de -5,76% composto por (i) reajuste econômico de -7,83%, sendo -5,42% de Parcela A, -2,41% de Parcela B e (ii) componente financeiro de +2,07%. Considerando o componente financeiro considerado no último processo tarifário de +2,95%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,81%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário 2024	
Encargos Setoriais	2,18%
Energia Comprada	-8,27%
Encargos de Transmissão	0,67%
Parcela A	-5,42%
Parcela B	-2,41%
Reajuste Econômico	-7,83%
CVA Total	1,76%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	0,31%
Reajuste Financeiro	2,07%
Índice de reajuste Total	-5,76%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	2,95%
Efeito Para o Consumidor	-2,81%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em -8,64%, representando -5,42% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.123 milhões. Um acréscimo de +18,20%, representando +2,18% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 2.819 milhões. Uma redução de -18,85%, contemplando o custo de compra de energia que representa -8,27% no reajuste econômico decorrente principalmente do fim de um contrato bilateral da Companhia; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 593 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de +9,81%, correspondendo a um efeito de +0,67% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -6,47%, representando uma participação de -2,41% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de -4,26% no período de 12 meses findos em março de 2024; e
- Fator X de +2,209%, composto por:
- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,739%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel CE;

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- Componente X-Q (qualidade do serviço) de +0,031%; e
- Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de +1,439%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante positivo de R\$ 175 milhões, dentre os quais destacam-se: R\$ 148 milhões positivos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA") e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 178 milhões; sendo estes valores parcialmente compensados pela reversão do risco hidrológico negativo em R\$ 196 milhões e neutralidade dos encargos setoriais negativos de R\$ 40 milhões.

A revisão tarifária média de -2,81% a ser percebida pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-2,10%
Baixa Tensão	-3,03%
Efeito Médio	-2,81%

ENCARGOS SETORIAIS

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, criou a CDE objetivando promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional) nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional. Os recursos da CDE são provenientes, dentre outras fontes, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, de multas aplicadas pela ANEEL e, desde 2003, de quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final no SIN, mediante encargo tarifário incluído na TUSD e na TUST. A CDE tem previsão de duração de 25 anos. A partir de 2013, a CDE passou adicionalmente a ter o objetivo de i) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos descontos das tarifas de determinadas classes de consumidores; ii) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; e iii) prover recursos e permitir a indenização da reversão das concessões.

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 vinculados 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Em 18 de maio de 2020, o Decreto nº 10.350 dispôs sobre a criação da Conta 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.

Em 13 de janeiro de 2022, o Decreto n.º 10.939 dispôs sobre a criação da Conta Escassez Hídrica destinada ao setor elétrico para enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica vivenciada no segundo semestre de 2021, sendo uma das medidas regidas pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e na Medida Provisória nº 1.078, de 13 de dezembro de 2021.

A Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022, institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída (GD) e dá outras diretrizes coma a criação da CDE GD que custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia.

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

A ANEEL homologou as regras de mercado relativas ao ESS por meio da Resolução nº 290, de 4 de agosto de 2000. O ESS consiste em um valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos para manter a confiabilidade e a estabilidade dos serviços do sistema prestados aos usuários do SIN. A Resolução CNPE nº 03/2013 instituiu que o custo do despacho adicional por motivo de segurança energética será rateado entre todos os agentes de mercado, inclusive geradores, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses, inclusive o mês corrente, de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE, na forma do disposto no art. 59 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Atualmente, a maioria dos geradores possuem liminares que os isentam de pagamento do encargo.

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização foi criada pela Lei Federal n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto Federal n.º 2.410, de 28 de novembro de 1997 e pela ANEEL. A Taxa de Fiscalização é uma taxa anual devida desde 1997 por todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas, equivalente a 0,4% do benefício econômico anual auferido, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

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.

EER – Encargo de Energia de Reserva

O EER foi criado pelo Decreto n.º 6.353, de 15 de janeiro de 2008, e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL n.º 337, de 11 de novembro de 2008. O EER tem o objetivo de arcar com as despesas relacionadas com a contratação de energia de reserva contratada para aumentar a segurança do fornecimento de energia no SIN. O EER é pago mensalmente pelos consumidores finais do Sistema Interligado Nacional.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

O PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 é pago por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do PROINFA.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

ONS – Operador Nacional do Sistema

Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

A CFURH foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.

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

Tarifa de repasse da potência de Itaipu

A ANEEL determina anualmente a tarifa de repasse de potência da usina de Itaipu, em Dólares, a serem pagos pelas distribuidoras do sul e do sudeste/centro-oeste.

A tarifa homologada para o exercício de 2025 foi estabelecida em US\$ 17,66,07/kW mês, aplicável aos faturamentos realizados de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2025, de acordo com o Despacho nº 3.746, de 10 de dezembro de 2024, e a Resolução Homologatória da ANEEL n.º 3.437, de 25 de março de 2025.

Conforme Entendimento assinado entre as Altas Partes do Brasil e do Paraguai, a tarifa de repasse de Itaipu deve permanecer inalterada até 31 de dezembro de 2026, a partir do qual o Custo do Serviço de Eletricidade de Itaipu (CUSE) deve considerar apenas os custos de operação e manutenção da usina, excluído custos discriminários.

Limitação de Repasse

Em 30 de julho de 2004, desde a publicação do Decreto n.º 5.163/04 é previsto restrições na capacidade de empresas de distribuição de repassar os custos aos consumidores. Como regra geral, a concessionária repassa aos seus clientes, por meio de suas tarifas, nas componentes parcela A e parcela B, todo o custo para operação da atividade de fornecimento de eletricidade. Contudo, a regulação estabeleceu regras que limitam o repasse, principalmente sobre a compra de energia:

1. não há repasse dos custos referentes aos volumes que excedam 105,0% da demanda real;
2. o 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”);
3. o 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
4. caso as distribuidoras não cumpram 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. Instrumento econômico composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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\$ 18,80/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 44,60/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 78,70/MWh

Os valores acima possuem vigência para o ano de 2024. 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. Além da participação das hidrelétricas, também é considerado o acionamento de térmicas fora da ordem de mérito pelo CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico). Isso será feito de acordo com o patamar de despacho, seguindo os percentuais: (i) Bandeira verde com até 32% do parque térmico acionado; (ii) Bandeira amarela com 53% do parque térmico acionado; (iii) Bandeira vermelha 1 com 66% do parque térmico acionado; (iv) Bandeira vermelha 2 com 77% do parque térmico acionado.

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são compartilhados por meio da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária (CCRBT) e administrada pela 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.

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, 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 e permitirá melhor gestão de caixa.

Conta Covid

Em 23 de junho de 2020, por meio da Resolução Normativa nº 885/20 a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Covid. 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.

Conta Escassez Hídrica

Em 15 de março de 2022, a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Escassez Hídrica (Resolução Normativa nº 1.008/2022, retificada pela 1010/2022 e 1019/2022). 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 escassez hídrica do segundo semestre

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

de 2021 e evitar reajustes tarifários elevados.

Em 29 de abril de 2022, foram assinados os contratos entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e 14 instituições financeiras para formalizar e viabilizar os empréstimos para as distribuidoras de energia elétrica. Em 3 de maio de 2022, a ANEEL fixou os valores do empréstimo a serem repassados às distribuidoras, por meio do Despacho n.º 1.177/2022.

Quitação da Conta Covid e Escassez Hídrica

Em 4 de julho de 2024, o Governo Federal, por meio da Portaria Interministerial MME/MF nº 1, estabeleceu as diretrizes da operação financeira de securitização de direitos creditórios da Eletrobrás para a conta da CDE, definindo as diretrizes complementares e aspectos tarifários relacionados à quitação das Contas Covid e Escassez Hídrica.

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

As Distribuidoras operam sob regime de concessão federal, estando as suas atividades sujeitas a regulamentação setorial e fiscalização do poder concedente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Dentre os objetivos da ANEEL, está o de buscar a promoção do acesso à energia elétrica para todos os cidadãos, conciliando com o menor valor possível de tarifa de energia elétrica, promovendo, para isso, mecanismos que subsidiam a conta de energia a determinadas categorias populacionais que apresentam maior fragilidade social.

Adicionalmente, existe ampla regulamentação ambiental ao setor, com uma tendência de se tornar mais restritiva em benefício da proteção aos bens ambientais. Essa tendência leva ao necessário e constante aprimoramento em governança das Distribuidoras.

A título exemplificativo, para a ligação de novas unidades consumidoras, a regulação setorial determina que o interessado demonstre a sua regularidade locacional, caso inserido em área de restrição ambiental.

Ademais, as atividades da distribuidora, 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 transformadores, 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. Vejamos esses itens adiante:

- **Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE):** Estabelecida pela Lei Federal nº 12.212/2010 e regulamentado pela Aneel por meio da Resolução nº 1000/2021, a TSEE proporciona descontos de até 65% na conta de energia para permitir o acesso da população de baixa renda à energia. O direito à TSEE é concedido a clientes cadastrados em programas sociais do Governo Federal, como as famílias inscritas no CadÚnico, com renda familiar mensal, por pessoa, menor ou igual a meio salário mínimo nacional; que usufruem o Benefício da Prestação Continuada da Assistência Social (BPC), do INSS Instituto Nacional de Seguro Social (INSS), conforme disposto nos artigos 20 e 21 da Lei no 8.742 de 1993; ou ainda inscritas no CadÚnico com renda mensal de até três salários mínimos, com pessoa portadora de doença ou patologia em que o tratamento ou procedimento médico exija o uso continuado de equipamentos que funcionam com energia elétrica. Atendidos esses critérios, os clientes residenciais receberão descontos subvencionados na conta de energia entre 10% e 65% nos primeiros 220 kWh consumidos mensalmente. A TSEE se estende às comunidades indígenas e quilombolas, que usufruem desconto de 100% até 50 KWh e, nos demais, até chegar aos 220 KWh (diferença de 170 KWh): de 40% até 100 KWh, e de 10% dos 101 KWh aos 220 KWh. A regulamentação publicada pela ANEEL trouxe a responsabilidade de atuação ativa da distribuidora para aumentar o número de famílias alcançadas pela TSEE. A partir dessa inovação regulamentar, o concessionário passou a ter a obrigação de realizar cruzamentos de informação com o CadÚnico no momento da ligação nova ou alteração de titularidade, bem como realizar, por meio de contatos telefônicos, visitas, mensagens e campanhas de ampla divulgação uma busca por ligações cujo titular satisfaça os critérios para ser beneficiado pela

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

TSEE. A busca teve caráter transitório de 12 meses (até 31/12/2022). Sendo que ao final do referido prazo as distribuidoras deverão entregar à ANEEL, o resultado da busca realizada. As distribuidoras devem realizar periodicamente o cruzamento do seu cadastro com as bases do CadÚnico/BPC disponibilizadas pelo Ministério da Cidadania utilizando o CPF como chave e, quando atendidos os critérios previstos na Lei nº 12.212/2010, e conceder a TSEE.

- **Programa Luz Para Todos:** Em 2003, o Governo Federal lançou o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – Luz Para Todos, com data de finalização em 2018, mas cujo prazo foi estendido para 2022, com vistas a possibilitar a conclusão de obras e contratos em andamento, com foco principalmente no atendimento à população do Norte e Nordeste. O objetivo do programa é promover o acesso universal à energia elétrica, de forma gratuita, às famílias de baixa renda localizadas em áreas de difícil acesso, como por exemplo áreas rurais. O atendimento já é universalizado nos estados atendidos por nossas três distribuidoras, mas, em razão do crescimento populacional, computamos periodicamente solicitações de novas ligações, atendidas conforme demanda nesses estados.

- **P&D (Programa de Eficiência Energética):** O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia atende à Lei 9.991/2000 que estabelece a obrigatoriedade da aplicação de um percentual mínimo de sua Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de inovação tecnológica, possibilitando a criação de novos equipamentos e sistemas e aprimorando a prestação de serviços que contribuem para a segurança do fornecimento de energia elétrica, a modicidade tarifária, a diminuição do impacto ambiental do setor e da dependência tecnológica do país. A aplicação dos recursos é regulada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da Resolução Normativa 1045, de 04 de outubro de 2022.

- **Eliminação controlada das Bifenilas Policloradas (PCBs):** Em 25 de novembro de 2021 foi promulgada a Lei nº 14.250 que dispõe sobre a obrigatoriedade da eliminação controlada de PCBs e de seus resíduos e a 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 legislação vigente.

- **Ligação de energia em áreas de restrição ambiental.** Para novas ligações que estiverem inseridas em área de restrição ambiental (como unidades de conservação, área de reserva legal ou área de preservação permanente) a Res. ANEEL nº 1.000/2021 impõe à Concessionária a obrigação de solicitar ao interessado a apresentação de autorização do órgão ambiental competente para atestar a regularidade locacional do imóvel que receberá energia elétrica.

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,

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

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

i. em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

A política interna da Companhia veda qualquer contribuição de natureza financeira a favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

ii. em favor de partidos políticos

A política interna da Companhia veda qualquer contribuição de natureza financeira a favor de partidos políticos, o que também é vedado pela legislação eleitoral no Brasil.

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

A política da Companhia veda qualquer contribuição de natureza financeira para custear atividades de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos, seja de forma direta, ou por intermediação de outros profissionais, ou outras entidades.

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior

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

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros e, portanto, não auferе 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 auferе receitas no exterior.

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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

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

A Companhia produz e divulga anualmente Relatório de Administração que inclui informações ASG (Ambiental, Social e Governança) e adicionalmente o Grupo Enel Brasil produz e divulga Relatório completo de Sustentabilidade, segundo as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) e apresenta informações consolidadas sobre o desempenho das suas empresas no Brasil. O documento faz referência e integra seu conteúdo com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da agenda 2030 das Nações Unidas.

Ambos documentos descrevem como a estratégia de negócios da Companhia está baseada nos pilares ASG, pautando suas ações pelo bem-estar da comunidade, a conservação do meio ambiente, a ética e a segurança das pessoas.

A fim de garantir a implementação da estratégia ASG, a Companhia definiu um Plano anual de Sustentabilidade com indicadores e metas que são monitorados pelo Conselho de Administração e os principais resultados e metas são publicados no Relatório Anual de Sustentabilidade da Enel Brasil, disponível no website da Companhia.

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

A construção do relatório baseia-se nas metodologias fornecidas pelo GRI (*Global Reporting Initiative*).

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

O relatório de Sustentabilidade da Enel Brasil recebe asseguração limitada por terceira parte, conforme evidências apresentadas no conteúdo do próprio.

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

A Companhia divulga seus relatórios de sustentabilidade no website (<https://ri.enel.com/publicacoes/relatorio-de-sustentabilidade>)

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

O Relatório de Sustentabilidade Enel Brasil considera a divulgação dos resultados da dupla materialidade. Essa metodologia permite identificar impactos, riscos e oportunidades materiais (IROs) que influenciam tanto a performance financeira da empresa quanto sua contribuição para a sociedade e o meio ambiente.

A Companhia valoriza as percepções de seu público de interesse em relação ao valor e aos impactos que seus negócios proporcionam em diferentes esferas. Nesse processo, identificam-se os públicos de relacionamento e seus apontamentos prioritários, bem como são avaliados os temas mais importantes na estratégia corporativa da Companhia.

A metodologia utilizada na análise de dupla materialidade foi sistemática e orientada para o engajamento com stakeholders e análise de impactos financeiros e não financeiros. O processo foi conduzido por meio da plataforma E-MIA (Engagement – Materiality & Impact Analysis), um sistema próprio do grupo Enel, utilizado globalmente em todas as suas operações. Por meio dessa plataforma, os impactos e riscos foram classificados como positivos ou negativos, de acordo com sua relevância para a Enel Brasil.

Em 2024, foi realizada uma análise de 162 impactos, classificados em 11 áreas ou temas. Ao final, o processo de dupla materialidade identificou os seguintes temas materiais:

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)



Estes temas refletem as áreas mais relevantes que orientam nossas estratégias e ações, considerando tanto os riscos quanto as oportunidades que impactam nossa sustentabilidade a longo prazo.

Todos esses temas são contemplados no Plano de Sustentabilidade da Companhia, juntamente com os respectivos indicadores de desempenho associados.

Em “Mudanças climáticas” e em “Redes resilientes”, acompanhamos os indicadores de qualidade dos serviços prestados e investimentos em resiliência da rede, “Força do Trabalho” acompanhamos os indicadores de segurança das nossas pessoas e parceiros. Em “Comunidades afetadas” acompanhamos indicadores de relacionamento e impactos junto às comunidades do entorno mais afetadas ou mais vulneráveis. Em “Conduta empresarial” acompanhamos os indicadores de capacitação das nossas pessoas e análise e resposta às manifestações em nosso Canal Ético.

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

Os pilares ESG fazem parte da nossa estratégia de sustentabilidade, assim como a Agenda 2030 da ONU. Além disso, consideramos em nossa estratégia os grandes desafios da atualidade, como a transição energética acessível e justa, baseada nas fontes renováveis de geração. Dessa maneira, buscamos contribuir para o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas. Desse total, quatro orientam a nossa criação de valor.

O Relatório Anual de Sustentabilidade da Enel Brasil faz referência e contempla os ODS da Agenda 2030 das Nações Unidas nos seus indicadores.

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. Essa estratégia de atuação com as comunidades locais também visa contribuir, em especial, com 3 ODS: Educação de Qualidade (ODS 4); Energia Limpa e Acessível (ODS 7); Trabalho Decente e Crescimento Econômico (ODS 8).

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

As mudanças climáticas são um desafio global que impacta o dia a dia de todos das mais diversas formas, e igualmente influenciam nossos negócios, uma vez que fenômenos climáticos extremos, como secas prolongadas, chuvas intensas e a força dos ventos podem atingir nossas redes de

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

distribuição de energia, cujos efeitos podem apresentar riscos a nossas operações, incluindo transtornos aos clientes.

Se, de um lado, as alterações do clima trazem riscos, como operacionais e financeiros, de outro trazem oportunidades, como a modernização de equipamentos e linhas de transmissão e distribuição de energia.

Entendemos que, como empresa do setor energético, temos muito a contribuir com o enfrentamento das mudanças climáticas. Assim, em concordância com as metas estabelecidas no Acordo de Paris, nosso Grupo assumiu formalmente o compromisso de zerar as emissões na geração e venda de energia, até 2040, contribuindo com o alcance do ODS 13 – Ação Contra a Mudança Global do Clima.

Nosso compromisso e nosso desempenho em relação a esse tema são divulgados em nosso relatório de sustentabilidade, construído com base na metodologia fornecida pelo GRI (Global Reporting Initiative), e que está alinhada com as recomendações TCFD. Os relatórios que adotam os GRI Standards e identificam as mudanças climáticas como um tema material, como é o caso da Enel, atendem a maioria das divulgações recomendadas pelo TCFD.

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

A Companhia realiza o inventário de emissão de gases do efeito estufa, considerando as emissões de escopos 1, 2 e 3 quantificadas seguindo a metodologia do GHG Protocol. Informações adicionais podem ser encontradas nos relatórios de emissões disponíveis no website da Companhia: <https://www.enel.com.br/pt/quemsomos/meio-ambiente/mudancas-climaticas.html>

i. explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso:

i. a não divulgação de informações ASG

Não aplicável à Companhia, uma vez que divulga informações ASG.

ii. a não adoção de matriz de materialidade

Não aplicável à Companhia, uma vez que adota matriz de materialidade.

iii. a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG

Não aplicável à Companhia, uma vez que adota indicadores-chave de desempenho ASG.

iv. a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas

Não aplicável à Companhia, uma vez que realiza a auditoria de terceira parte das informações ASG divulgadas no Relatório de Sustentabilidade.

v. a não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG divulgadas

Não aplicável à Companhia, uma vez que considera os ODS e as recomendações de entidades reconhecidas na divulgação das informações ASG.

vi. a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa

Não aplicável a Companhia, uma vez que realiza e divulga o inventário de emissões de gases de efeito estufa.

1.10 Informações de sociedade de economia mista

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

a. interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, 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, indicando:

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

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

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

Não aplicável, 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.

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante

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

Não houve operações de aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadrem como operação normal dos negócios da Companhia no último exercício social.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

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

Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada no dia 30 de abril de 2024 considerando que, com a destinação do montante de R\$211.475.633,07 (duzentos e onze milhões, quatrocentos e setenta e cinco mil, seiscentos e trinta e três reais e sete 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 nº 6.404/76, foi aprovada, pela unanimidade dos acionistas presentes, sendo 47.064.245 votos a favor, nenhum voto contrário e nenhuma abstenção, o aumento do capital no valor de R\$106.000.000,00 (cento e seis milhões de reais) sem a emissão de novas ações, passando o capital social da Companhia de 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) para R\$1.388.346.885,77 (um bilhão, trezentos e oitenta e oito milhões, trezentos e quarenta e seis mil, oitocentos e oitenta e cinco reais e setenta e sete centavos), mediante a capitalização parcial do saldo da Reserva de Reforço de Capital de Giro, constante do Balanço Patrimonial levantado em 31 de dezembro de 2023.

Em 28 de novembro de 2024, o Conselho de Administração da Enel Ceará aprovou, aumento de capital social no valor de R\$580.580.000,00, mediante a emissão, pela companhia, para subscrição privada de 8.845.476 novas ações, sendo 5.585.954 ações ordinárias, 3.097.399 ações preferenciais Classe A e 162.123 ações preferenciais Classe B, dentro do limite do capital autorizado, conforme previsto no artigo 5º do estatuto social da Companhia ("Aumento de Capital").

Em 16 de janeiro de 2025, a Companhia divulgou Fato Relevante informando que, em razão de decisão de tutela cautelar antecipada concedida nos autos do processo nº 0200893-88.2025.8.06.0001, pelo juízo da 3ª Vara Empresarial, de Recuperação de Empresas e de Falências do Estado do Ceará, ficam suspensos os efeitos do aumento de capital da Companhia no valor de R\$580.580.000,00 deliberado em 28 de novembro de 2024 pelo Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, objeto do Aviso aos Acionistas datado de 13 de dezembro de 2024, até ulterior deliberação do juízo. Referida tutela foi solicitada por Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras.

Os documentos com as informações detalhadas podem ser encontrados no site da CVM (<https://www.gov.br/cvm/pt-br>) e na página de relação com investidores da Companhia (<https://ri.enel.com/>).

À exceção deste aumento de capital, a Companhia não realizou, no último exercício social, quaisquer outras operações de fusão, cisão, incorporação e incorporação de ações

1.13 Acordos de acionistas

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

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui acordo de acionistas vigente.

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

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

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia no último exercício social.

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

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

Não foram celebrados contratos relevantes pela Companhia não diretamente relacionados às suas atividades operacionais no último exercício social.

1.16 Outras informações relevantes

1.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes a serem divulgadas em relação a esta Seção 01 do Formulário de Referência.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2.1. 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 no último exercício social, conforme tabela abaixo, o nível de endividamento da Companhia é confortável, e se mantém em patamares conservadores. A Companhia encerrou 2024 com uma alavancagem financeira bruta (Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)) de 0,51 e com o Índice Dívida Bruta / EBITDA (EBITDA acumulado nos últimos 12 meses) em 2,88.

O índice que relaciona a Dívida Líquida pelo EBITDA (Lucro operacional antes de juros, impostos, depreciação e amortização), encerrou 2024 em 2,76, uma redução em relação ao registrado no ano anterior (3,25).

Considerando o nível de alavancagem e os índices de liquidez, 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 27 de agosto de 2024, 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 31/12/2024
Dívida Bruta / EBITDA	2,88
Dívida Líquida / EBITDA	2,76
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,51
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,50
Indicadores de liquidez	Exercício findo em 31/12/2024
Liquidez Geral (Ativo Circulante+ativo não circulante)/(Passivo circulante+Passivo não circulante)	1,55
Liquidez Corrente (Ativo circulante/Passivo Circulante)	0,54
Liquidez Imediata (Caixa e equivalentes e Títulos e Valores Mobiliários/Passivo Circulante)	0,04

OBS: A Dívida Bruta considera as seguintes contas do Balanço:

- Instrumentos Financeiros Derivativos, presente tanto no ativo e passivo circulante e 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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

b. estrutura de capital

Estrutura de capital – calculada considerando relação: dívida líquida / (dívida líquida + patrimônio líquido)

	Exercício findo em 31/12/2024
Capital Próprio = PL (R\$ mil)	5.139.622
Capital de Terceiros = Dívida Líquida (R\$ mil)	2.414.950
TOTAL (R\$ mil)	7.554.572
Capital Próprio (%)	68,0%
Capital de Terceiros (%)	32,0%

* Dívida Financeira Líquida considera a dívida total, excluindo a dívida com partes relacionadas

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 2024, 68,0% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 32,0% 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 2024, 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:

Escritura da 6ª emissão de debêntures	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2024
Dívida Financeira Líquida** ÷ EBITDA 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	2,40

** Dívida Financeira Líquida = Empréstimos e Financiamentos, Debêntures e Instrumentos Financeiros Derivativos subtraindo-se o Caixa e equivalente de caixa, os Títulos e valores mobiliários e os cauções e depósitos da NE 11.

Scotiabank 4131 V e VI, Citibank 4131 e 8ª e 9ª emissões de debêntures	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2024
Dívida Financeira Líquida*** ÷ EBITDA 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	2,41

*** Dívida Financeira Líquida = Empréstimos e Financiamentos, Debêntures e Instrumentos Financeiros Derivativos subtraindo-se o Caixa e equivalente de caixa e os Títulos e valores mobiliários.

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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

contratados ou em financiar investimentos futuros.

Ao final do exercício de 2024, o indicador financeiro Dívida Líquida sobre EBITDA Ajustado (demonstrado na tabela acima), índice que mede a capacidade de pagamento da Companhia, fechou 2024, medindo 2,41, inferior ao seu limite referencial (máximo de 3,5 para a 8ª, 9ª emissão das debentures e algumas operações de 4131), o que demonstra um perfil de endividamento conservador e capacidade financeira suficiente para honrar com seus compromissos. 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

Em 2024 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; (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos correntes (manutenção e expansão); e (v) empréstimos *intercompany* realizados com sua controladora e com outras companhias sob o mesmo controle acionário.

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.

No exercício de 2024, foram captados recursos nos montantes de R\$ 1.610.080 mil oriundos de operações *intercompany* 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 se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de linhas de crédito e de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 31 de dezembro de 2024 era de R\$ 500.000 mil. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despachos N° 1.951/24, no valor de até R\$ 3.000 milhões.

Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil no montante de R\$ 1.504.493 mil, que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário.

A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da Enel Finance International (EFI), disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de empréstimos com a EFI no passivo circulante era de R\$ 522.242 mil, também com possibilidade de refinanciamento.

Também para capital de giro, a Companhia pode fazer uso de empréstimos bancários de curto/médio prazos, 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 pode utilizar financiamentos de longo prazo com instituições

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

financeiras de desenvolvimento, tais como BNDES, Banco do Nordeste e outras entidades de fomento, quando disponíveis, 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:

Saldo das operações financeiras (Valores em R\$ mil):

	Exercício findo em 31/12/2024
Moeda Estrangeira	
Citibank 4131 - COELCE (c)	346.609
SCOTIABANK 4131 - COELCE V (b)	277.414
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI (b)	150.876
Total Moeda Estrangeira	774.899
Moeda Nacional	
Financiamentos	231
FINEP (d)	231
Empréstimos	159.940
BNB II (a)	159.940
Empréstimos com Partes Relacionadas	2.678.769
Enel Finance International N.V. (e)	522.242
Mútuos Enel BR (f)	2.156.527
Total Moeda Nacional	2.838.940
Total Moeda Nacional	2.838.940
Total de Empréstimos e Financiamentos	3.613.839
Instrumentos financeiros derivativos	(139.174)
Total de Empréstimos e Financiamentos	3.474.665
Circulante	2.495.342
Não Circulante	979.323
	3.474.665

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Características das operações financeiras:

Refer.	Descrição	Valor de ingresso (R\$ Mil)	Data da emissão ou repactuação	Vencimento	Taxa contratual (a.a.)	Pagamentos juros (Periodicidade)	Amortização do principal (Periodicidade)	Finalidade	Garantia
a.	BNB II	R\$340.351	29/03/2018	15/04/2028	IPCA + 2,18% a.a.	Mensal	Mensal	Financiamento de projetos de ampliação e modernização	Fiança bancária Conta Reserva Cessão fiduciária
b.	SCOTIABANK 4131 - V	R\$230.000	23/09/2022	23/09/2026	USD + 5,45% a.a	Anual	Bullet	Capital de giro	N/A
	SCOTIABANK 4131 - VI	R\$130.000	21/11/2022	21/11/2025	USD + 5,45% a.a.	Anual	Bullet	Capital de giro	N/A
c.	CITIBANK 4131	R\$271.700	24/03/2022	21/03/2025	USD SOFR + 0,91%a.a	Anual	Bullet	Capital de giro	N/A
d.	FINEP	R\$663	17/04/2020	15/01/2030	TJLP + 1 % a.a.	Mensal	Mensal	Financiamento do CAPEX	Fiança bancária
e.	Enel Finance International N.V.	R\$500.000	02/03/2021	02/03/2025	CDI + 1,18% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
f.	Mútuo Coelce - Enel BR XIV	R\$90.507	15/03/2023	14/03/2027	CDI + 0,94% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XVI	R\$156.047	20/04/2023	19/04/2027	CDI + 0,96% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XVII	R\$25.164	25/04/2023	24/04/2027	CDI + 0,96% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XIX	R\$40.225	17/11/2023	16/11/2027	CDI + 0,88% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XX	R\$60.328	21/11/2023	20/11/2027	CDI + 0,88% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXI	R\$40.302	10/01/2024	09/01/2028	CDI + 0,81% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXII	R\$26.196	18/01/2024	17/01/2028	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXIII	R\$94.713	22/01/2024	21/01/2028	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXIV	R\$23.175	25/01/2024	24/01/2028	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXV	R\$151.132	14/03/2024	14/03/2025	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXVI	R\$20.151	15/03/2024	15/03/2025	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXVII	R\$141.057	20/03/2024	20/03/2025	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXVIII	R\$25.189	22/03/2024	22/03/2025	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXIX	R\$20.151	28/03/2024	28/03/2025	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXX	R\$372.792	14/05/2024	30/03/2025	CDI + 0,85% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXXI	R\$110.835	20/05/2024	30/03/2025	CDI + 0,85% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXXII	R\$120.911	15/10/2024	14/01/2025	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXXIII	R\$30.226	16/10/2024	14/01/2025	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXXIV	R\$100.759	21/10/2024	20/01/2025	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXXV	R\$282.113	24/10/2024	22/01/2025	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXXVI	R\$20.152	21/11/2024	20/02/2025	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
	Mútuo Coelce - Enel BR XXXVII	R\$30.228	23/12/2024	24/03/2025	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A

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 anual distribuída da seguinte forma:

Curva de Amortização dos Emprestit. e Financ. - LP (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2024
2026	323.641
2027	422.632
2028	201.203
Após 2028	49
	947.525

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Debêntures

Saldo das debêntures emitidas pela Companhia (Valores em R\$ mil):

	Exercício findo em 31/12/2024
2ª Série - 6ª Emissão	191.692
1ª Série - 8ª emissão	638.140
9ª emissão - Série Única	1.003.821
Total sem efeito de swap	1.833.653
Circulante	251.275
Não Circulante	1.582.378
	<u>1.833.653</u>

Características das emissões:

Características	6ª Emissão 2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	270.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000,00
Data de emissão	15 de junho de 2018
Vencimento Inicial	15 de junho de 2024
Vencimento Final	15 de junho de 2025
Atualização monetária	IPCA
Repactuação	Não haverá
Remuneração	IPCA + 6,1965% a.a
Exigibilidade de juros	Semestral
Amortizações	2 parcelas
Data das amortizações	2024 e 2025
Características	8ª Emissão Série Única
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	600.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000,00
Data de emissão	15 de maio de 2022
Vencimento Inicial	15 de maio de 2032
Vencimento Final	15 de maio de 2032
Atualização monetária	IPCA

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Repactuação	Não haverá
Remuneração	IPCA + 6,21% a.a
Exigibilidade de juros	Semestral
Amortizações	3 parcelas
Data das amortizações	2030, 2031 e 2032

Características	9ª Emissão Série Única
Convertibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	950.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000,00
Data de emissão	10 de janeiro de 2023
Vencimento Inicial	10 de janeiro de 2026
Vencimento Final	10 de janeiro de 2026
Atualização monetária	Sem atualização
Repactuação	Não haverá
Remuneração	100% CDI + 1,48% a.a
Exigibilidade de juros	Semestral
Amortizações	Parcela única
Data das amortizações	2026

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 Companhia ao longo do ano de 2017.

A 6ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de junho de 2018, com 310.000 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\$ 310.000.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 40.000 debêntures, sem correção monetária, com remuneração de 100% do CDI + 0,95% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em uma única parcela, na data de vencimento da primeira série, 15 de junho de 2023. Em 31 de dezembro de 2023, não havia valores em aberto.

A segunda série foi emitida com 270.000 debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de IPCA + 6,1965% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em 02 parcelas anuais em 15 de junho de 2024 e 15 de junho de 2025.

8ª Emissão

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 16 de maio de 2022, foi aprovada a 8ª emissão das debêntures, que tinha como objetivo o reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas a projetos de investimentos da Companhia.

A 8ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de maio de 2022, com 600.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em série única, com valor nominal

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

unitário de R\$ 1.000 na data de emissão, no montante total de R\$ 600.000.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

As debêntures contam com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de IPCA+ 6,21% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em 3 parcelas, nas datas de vencimento de 15 de maio de 2030, 15 de maio de 2031 e 15 de maio de 2032.

9ª Emissão

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 04 de janeiro de 2023, foi aprovada a 9ª emissão das debêntures, que tinha como objetivo o refinanciamento e reforço da Companhia.

A 9ª emissão de debêntures foi realizada em 10 de janeiro de 2023, com 950.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 na data de emissão, no montante total de R\$ 950.000.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

As debêntures não possuem correção monetária, com remuneração de 100% do CDI + 1,48% a.a., exigíveis semestralmente, e amortizadas em parcela única, na data de vencimento de 10 de janeiro de 2026.

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

Curva de Amortização das Debêntures - LP (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2024
2026	946.516
2027	(2.344)
2028	(2.344)
Após 2028	640.550
	1.582.378

Composição dos empréstimos e financiamentos e debêntures, por tipo de moeda e indexador:

Empréstimo, Financiamento e Debêntures - Custo (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2024	%
Moeda nacional		
Taxa Fixa	-14.689	-0,28%
TJLP	232	0,00%
CDI	4.928.432	92,84%
IPCA	393.359	7,41%
USD SOFR	984	0,02%
Total	5.308.318	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 Scotiabank, Citibank (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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 no último exercício social findo em 31 de dezembro de 2024.

Entretanto, a Companhia possui dívidas de natureza quirografária e de natureza real, sendo que em 31 de dezembro de 2024, as garantias reais eram compostas por cessão fiduciária de direitos creditórios (recebíveis) para financiamentos do Banco do Nordeste.

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:

- Limite de endividamento:

A Companhia mantém contratos de financiamento e escritura de emissão de debêntures com estabelecimento de covenants financeiros, conforme descrito no item 2.1c desse formulário, a saber: Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA $\leq$ 3,5.

- 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), 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, 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, vide tabela abaixo com a relação destes contratos:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Valores em R\$ mil

Dívidas com cláusulas de Cross-Default	Exercício findo em 31/12/2024
2ª Série - 6ª Emissão	191.692
1ª Série - 8ª emissão	638.140
9ª emissão - Série Única	1.003.821
Citibank 4131 - COELCE	346.609
SCOTIABANK 4131 - COELCE V	277.414
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI	150.876
Saldo total das dívidas com cláusulas de cross-default (a)	2.608.552
Dívida Bruta Total (b)	5.308.318
(a)/(b)	49%

- 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 Companhia monitora constantemente suas restrições contratuais para que sejam atendidas. Os diretores entendem que as restrições do último exercício foram atendidas de forma satisfatória.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados;

Financiamentos e empréstimos de longo prazo contratados com percentuais utilizados no último exercício social (2024):

Contratos	Objeto	Valor Total (R\$ mil)	Data de contratação	Desembolso em 2024	Desembolso total	Garantias
<u>Empréstimos</u>						
Mútuo Coelce - Enel BR XXI	Capital de giro	40.302	10/01/2024	100%	100%	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXII	Capital de giro	26.196	18/01/2024	100%	100%	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXIII	Capital de giro	94.713	22/01/2024	100%	100%	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXIV	Capital de giro	23.175	25/01/2024	100%	100%	N/A

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia desembolsou R\$ 184.386 mil de recursos contratados junto a controladores diretos e indiretos, para financiar capital de giro, com prazo de vencimento acima de 12 meses.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (Valores expressos em milhares de reais)

Exercício findo em 31 de dezembro de 2024

	31.12.2024	Análise vertical (%)	31.12.2023	Análise vertical (%)	Variação (%) 2024x2023	Var
Atividades operacionais						
Lucro líquido do exercício	464.914	100%	315.476	100%	47,37%	149.438
Ajustes para conciliar o lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais						
Depreciação e amortização	646.208	139,00%	541.680	171,70%	19,30%	104.528
Variações monetárias	(31.241)	-6,72%	(27.869)	-8,83%	12,10%	(3.372)
Variações cambiais da dívida	499.037	107,34%	649.754	205,96%	-23,20%	(150.717)
Marcação a mercado da dívida	(7.459)	-1,60%	(5.773)	-1,83%	29,20%	(1.686)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado	93.283	20,06%	(58.190)	-18,45%	-260,31%	151.473
Atualização do ativo financeiro da concessão	(306.046)	-65,83%	(401.356)	-127,22%	-23,75%	95.310
Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais	(23.306)	-5,01%	(29.807)	-9,45%	-21,81%	6.501
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	64.531	13,88%	404.608	128,25%	-84,05%	(340.077)
Perda de recebíveis de clientes	117.774	25,33%	(206.817)	-65,56%	-156,95%	324.591
Atualização monetária de processos judiciais	38.914	8,37%	42.350	13,42%	-8,11%	(3.436)
Provisões para processos judiciais e outros riscos	78.404	16,86%	47.521	15,06%	64,99%	30.883
Juros sobre obrigações de arrendamento	8.243	1,77%	5.589	1,77%	47,49%	2.654
Juros sobre operações com instrumento derivativo	87.009	18,72%	174.685	55,37%	-50,19%	(87.676)
Benefício pós-emprego	11.685	2,51%	9.683	3,07%	20,68%	2.002
Baixa de ativo intangível	3.899	0,84%	31.480	9,98%	-87,61%	(27.581)
Baixa de ativo imobilizado	667	0,14%	16	0,01%	4068,75%	651
Tributos e contribuições sociais diferidos	45.656	9,82%	129.375	41,01%	-64,71%	(83.719)
Redução (aumento) dos ativos						
Contas a receber de clientes	(160.789)	-34,58%	(391.604)	-124,13%	-58,94%	230.815
Ativo financeiro setorial	52.290	11,25%	30.845	9,78%	69,53%	21.445
Créditos a receber - subvenção e outros	(207.240)	-44,58%	(30.253)	-9,59%	585,02%	(176.987)
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	(132.827)	-28,57%	(34.016)	-10,78%	290,48%	(98.811)
Outros tributos compensáveis	290.513	62,49%	464.808	147,34%	-37,50%	(174.295)
Depósitos vinculados	(8.586)	-1,85%	(3.209)	-1,02%	167,56%	(5.377)
Serviços em curso	(385)	-0,08%	-	0,00%	100,00%	-
Outros créditos	47.788	10,28%	13.234	4,19%	261,10%	34.554
Redução (aumento) dos passivos						
Fornecedores	163.799	35,23%	(271.506)	-86,06%	-160,33%	435.305
Imposto de renda e contribuição social a pagar	(94.309)	-20,29%	(61.999)	-19,65%	52,11%	(32.310)
Outras obrigações fiscais	(14.943)	-3,21%	(13.342)	-4,23%	12,00%	(1.601)
Salários, provisões e encargos sociais	22.694	4,88%	(15.510)	-4,92%	-246,32%	38.204
Geração distribuída	109.749	23,61%	-	0,00%	100,00%	-
Encargos setoriais	(9.939)	-2,14%	43.408	13,76%	-122,90%	(53.347)
Obrigações de compartilhamento de infraestrutura	62.316	13,40%	165.129	52,34%	-62,26%	(102.813)
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	(48.148)	-10,36%	(397.429)	-125,98%	-87,89%	349.281
Passivo financeiro setorial	313.947	67,53%	(77.032)	-24,42%	-507,55%	390.979
Outras obrigações	79.149	17,02%	14.980	4,75%	428,36%	64.169
Pagamento de juros (encargos de dívidas), deduzido dos juros capitalizados	(411.081)	-88,42%	(403.094)	-127,77%	1,98%	(7.987)
Pagamento de juros de obrigações por arrendamento	(7.910)	-1,70%	(5.159)	-1,64%	53,32%	(2.751)
Pagamento de juros de obrigações com derivativo	(98.871)	-21,27%	(29.822)	-9,45%	231,54%	(69.049)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	94.309	20,29%	-	0,00%	100,00%	94.309
Pagamento de outras obrigações com benefício pós-emprego	(8.146)	-1,75%	(9.984)	-3,16%	-18,41%	1.838
Pagamento de processos judiciais e outros riscos	(77.062)	-16,58%	(72.100)	-22,85%	6,88%	(4.962)
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	1.748.490	376,09%	538.750	170,77%	224,55%	1.209.740
Atividades de investimentos						
Adições para ativo imobilizado	(55.315)	-11,90%	(32.882)	-10,42%	68,22%	(22.433)
Adições para ativo contratual	(1.493.793)	-321,31%	(1.260.929)	-399,69%	18,47%	(232.864)
Títulos e valores mobiliários	97.450	20,96%	(11.025)	-3,49%	-983,90%	108.475
Cauções e depósitos	(2.098)	-0,45%	12.254	3,88%	-117,12%	(14.352)
Caixa líquido utilizado nas atividades de investimentos	(1.453.756)	312,69%	(1.292.582)	409,72%	12,47%	(161.174)
Atividades de financiamentos						
Adiantamento para futuro aumento de capital	580.580	124,88%	-	-	-	-
Captação de empréstimos e financiamentos	1.610.080	346,32%	3.091.531	979,96%	-47,92%	(1.481.451)
Pagamento de empréstimos e financiamentos (principal)	(462.772)	-99,54%	(1.684.401)	-533,92%	-72,53%	1.221.629
Pagamento de debêntures (principal)	(1.846.161)	-397,10%	(333.777)	-105,80%	453,11%	(1.512.384)
Pagamento de obrigações por arrendamento (principal)	(22.170)	-4,77%	(11.583)	-3,67%	91,40%	(10.587)
Pagamento de dividendos	(20.860)	-4,49%	(173.659)	-55,05%	-87,99%	152.799
Pagamento de instrumento financeiro derivativo (principal)	(15.972)	-3,44%	(220.172)	-69,79%	-92,75%	204.200
Caixa líquido gerado (utilizado) nas atividades de financiamentos	(177.275)	-38,13%	667.939	211,72%	-126,54%	(845.214)

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Varição no caixa líquido	117.459	25,26%	(85.893)	-27,23%	-236,75%	203.352
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	96.665	20,79%	182.558	57,87%	-47,05%	(85.893)
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	214.124	46,06%	96.665	30,64%	121,51%	117.459

Explicações das principais variações significativas das demonstrações dos fluxos de caixa:

- Variação na linha de Depreciação e Amortização referente aumento no volume de amortização em função de incremento na base de ativos amortizados.
- Variação na atualização do ativo financeiro da concessão, em função do efeito positivo não recorrente da revisão tarifária em 2023 compensado parcialmente por uma maior inflação no exercício de 2024.
- Variação líquida nas linhas de “Provisão créditos de liquidação duvidosa” e “Perda de recebíveis de clientes” explicada principalmente por uma mudança na metodologia de cálculo da perda esperada para créditos de liquidação duvidosa a fim de refletir de forma mais assertiva o comportamento dos indicadores de performance de recuperação de crédito observado nos últimos anos.
- Variação na linha de "impostos diferidos" explicado em grande parte por um impacto positivo relacionado à exclusão da base de cálculo do IRPJ/CSLL da atualização financeira da Taxa SELIC sobre indêbitos tributários.
- Variação na linha de “Títulos e valores mobiliários” refere-se a resgate do saldo no fundo exclusivo por estratégia de caixa.
- O crescimento na linha de “Adições para Ativo Contratual” é decorrente do maior volume de investimentos em melhoria e manutenção de rede.
- Variação na linha de “Captação de empréstimos e financiamentos” em decorrência de maiores captações de mútuo com a controladora Enel Brasil, em 2024. Em 2023 as captações foram menores.
- Variação na linha de “Pagamentos de debêntures (principal)” justificadas por amortizações das debêntures vincendas em 2024.
- Variação na linha de “adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC”, em razão de aporte da controladora em 2024, e a variação é em razão que não ocorreram AFACs em 2023.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A seguir, os diretores comentam as variações significativas das contas de resultado.

Demonstrativo de Resultado Análise Vertical e Horizontal	Exercício findo em 31/12/2024		Exercício findo em 31/12/2023		Var. % 2024 x 2023
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	
Receita Bruta	11.814.163	100,00%	11.792.710	100,00%	0,18%
Fornecimento de energia elétrica	8.420.297	71,27%	8.217.893	69,69%	2,46%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	-52.831	-0,45%	-42.320	-0,36%	24,84%
Ativos e passivos financeiros setoriais	-85.454	-0,72%	568.607	4,82%	-115,03%
Subvenção Baixa Renda	506.159	4,28%	441.737	3,75%	14,58%
Subvenção de recursos da CDE	404.495	3,42%	229.851	1,95%	75,98%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	604.179	5,11%	516.608	4,38%	16,95%
Receita de Construção	1.497.096	12,67%	1.266.762	10,74%	18,18%
Marcação a mercado de ativo indenizável	306.046	2,59%	401.356	3,40%	-23,75%
Outras Receitas	214.176	1,81%	192.216	1,63%	11,42%
Deduções da Receita	-3.372.034	-28,54%	-3.169.416	-26,88%	6,39%
ICMS	-1.703.556	-14,42%	-1.584.340	-13,43%	7,52%
COFINS	-641.667	-5,43%	-659.888	-5,60%	-2,76%
PIS	-139.309	-1,18%	-143.265	-1,21%	-2,76%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	-65.640	-0,56%	-68.570	-0,58%	-4,27%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-673.958	-5,70%	-697.463	-5,91%	-3,37%
Encargos do consumidor - CCRBT	-131.021	-1,11%	951	0,01%	-13877,18%
Outros impostos e contribuições a receita	-16.883	-0,14%	-16.841	-0,14%	0,25%
Receita Operacional Líquida	8.442.129	71,46%	8.623.294	73,12%	-2,10%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	-7.208.791	-61,02%	-7.376.451	-62,55%	-2,27%
Custos e despesas não gerenciáveis	-3.867.324	-32,73%	-4.237.203	-35,93%	-8,73%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-3.037.678	-25,71%	-3.432.566	-29,11%	-11,50%
Encargos do uso do sistema de transmissão	-829.646	-7,02%	-804.637	-6,82%	3,11%
Custos e despesas gerenciáveis	-3.341.467	-28,28%	-3.139.248	-26,62%	6,44%
Pessoal	-207.418	-1,76%	-203.915	-1,73%	1,72%
Material e Serviços de Terceiros	-709.292	-6,00%	-799.107	-6,78%	-11,24%
Depreciação e Amortização	-612.609	-5,19%	-509.986	-4,32%	20,12%
Custos de Desativação de Bens	0	0,00%	-52.674	-0,45%	-100,00%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	-77.205	-0,65%	-404.608	-3,43%	-80,92%
Perda de recebíveis de clientes	-117.774	-1,00%	206.817	1,75%	-156,95%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-70.780	-0,60%	-47.521	-0,40%	48,94%
Custo de Construção	-1.497.096	-12,67%	-1.266.762	-10,74%	18,18%
Receita de multas por impontualidade de clientes	73.199	0,62%	64.797	0,55%	12,97%
Outras Despesas Operacionais	-122.492	-1,04%	-126.289	-1,07%	-3,01%
EBITDA	1.845.947	15,62%	1.756.829	14,90%	5,07%
EBIT	1.233.338	10,44%	1.246.843	10,57%	-1,08%
Resultado Financeiro	-737.760	-6,24%	-790.379	-6,70%	-6,66%
Receita Financeira	240.629	2,04%	207.469	1,76%	15,98%
Renda de aplicação financeira	19.151	0,16%	40.516	0,34%	-52,73%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	58.088	0,49%	64.402	0,55%	-9,80%

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Variação monetária de ativos e passivos setoriais	40.266	0,34%	37.391	0,32%	7,69%
Dívida - Marcação a Mercado	107.874	0,91%	5.773	0,05%	1768,60%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	2.923	0,02%	59.860	0,51%	-95,12%
Outras receitas financeiras	19.528	0,17%	7.412	0,06%	163,46%
(-) PIS/COFINS sobre receitas financeiras	-7.201	-0,06%	-7.885	-0,07%	-8,67%
Despesas financeiras	-976.076	-8,26%	-999.108	-8,47%	-2,31%
Encargos de dívida, debentures e custos de transação	-542.694	-4,59%	-509.948	-4,32%	6,42%
Encargos fundo de pensão	-10.458	-0,09%	-8.552	-0,07%	22,29%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-63.572	-0,54%	-67.198	-0,57%	-5,40%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-38.914	-0,33%	-42.350	-0,36%	-8,11%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	-151.974	-1,29%	-148.487	-1,26%	2,35%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	-13.758	-0,12%	-16.703	-0,14%	-17,63%
Marcação a mercado de Dívida	0	0,00%	-66.465	-0,56%	n/a
Variações monetárias debêntures	-56.734	-0,48%	-70.271	-0,60%	-19,26%
Outras despesas financeiras	-97.972	-0,83%	-69.134	-0,59%	41,71%
Variações Cambiais	-2.313	-0,02%	1.260	0,01%	-283,57%
Variações cambiais - Empréstimos	-210.393	-1,78%	114.799	0,97%	-283,27%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	210.368	1,78%	-114.393	-0,97%	-283,90%
Outras Variações Cambiais	-2.288	-0,02%	854	0,01%	-367,92%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	495.578	4,19%	456.464	3,87%	8,57%
Tributos e Outros	-30.664	-0,26%	-140.988	-1,20%	-78,25%
3IR e CSLL	-63.236	-0,54%	-156.200	-1,32%	-59,52%
Incentivo fiscal SUDENE	32.572	0,28%	15.212	0,13%	114,12%
Lucro Líquido do Período	464.914	3,94%	315.476	2,68%	47,37%

Comparativo do Resultado de 2024 x 2023

Desempenho Operacional

Mercado de Energia

A Companhia encerrou o ano de 2024 com uma queda de 1,2% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados em 2023. A queda observada no mercado cativo entre os períodos analisados está distribuída nas classes residencial convencional, industrial, comercial e rural. Tal queda é parcialmente atribuída a migração de consumidores da classe residencial convencional para residencial baixa renda – efeito da resolução normativa 953/2021 da Aneel, que passou a vigorar em 2022, e tornou obrigatório a atualização cadastral e o enquadramento automático de clientes aptos a adesão em tal categoria – e migração do segmento industrial e comercial para o mercado livre. Já o mercado livre apresentou forte alta no período, ou seja, 76,3% acima do total de consumidores livres efetivos faturados em 2023, reflexo da migração de clientes do mercado cativo e melhora do cenário econômico.

A venda de energia no mercado cativo totalizou 10.297 GWh em 2024, alta de 2,1% frente ao volume registrado no 2023 (10.082 GWh), reflexo do aumento no consumo em decorrência das altas temperaturas, melhora da renda e aumento de pessoas no mercado de trabalho. Já volume de energia para os clientes livres, totalizou 3.319 GWh em 2024, representando um aumento de 13,4% em comparação a 2023. Tal aumento é atribuído, principalmente, à migração de clientes cativos comerciais e industriais para este mercado.

Indicadores Operacionais

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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. No ano de 2024 o DEC apresentou uma queda de 0,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando novamente abaixo do limite regulatório que é de 9,84. Já o FEC em 2024 apresentou uma alta de 7,4% em relação à 2023.

A melhoria observada no indicador de qualidade DEC é resultante da intensificação dos investimentos anunciados ao longo de 2024 os quais preveem ações complementares ao nosso plano estratégico visando aumentar a resiliência da rede e aprimorar a qualidade no atendimento.

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) alcançaram 17,78% no 4T24, um aumento de 0,45 p.p. em relação às perdas registradas em 4T23, de 17,33%. Essa variação é atribuída ao aumento da energia injetada, decorrente das altas temperaturas, acarretando maiores níveis de perdas.

Em relação ao indicador de arrecadação, o total registrado foi superior se comparado tanto ao mesmo período do ano anterior (1,12 p.p.) quanto a setembro de 2024 (0,3 p.p.). A companhia tem realizado com êxito atividades de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, PIX, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equacionar valores em aberto. A Distribuidora também tem intensificado com eficiências as ações de cobrança administrativas como envio de SMS, URA, contato humano e inclusão nos órgãos de restrição de crédito.

Desempenho Econômico-Financeiro

Receita Operacional Líquida

No ano de 2024, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou uma queda de 2,1% em relação ao ano de 2023. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, em 2024, atingiu o montante de R\$ 6.945,0 milhões, queda de R\$ 411,5 milhões em relação à 2023, cujo montante foi de R\$ 7.356,5 milhões. A queda da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Redução de R\$ 654,1 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial relacionado a: (i) para o ano de 2023 a companhia vinha registrando um ativo financeiro setorial devido os custos de contratação de energia estarem superiores a cobertura tarifária, diferente do período de 2024 onde a companhia obteve a redução do preço médio dos contratos com o fim da contratação da CGTF (ii) devido à redução relevante dos montantes amortizados em cada período, e; (iii) devido a constituição do PIS_COFINS que no período anterior totalizou R\$ 450 milhões frente a uma constituição de R\$ 65 milhões em 2024;
- Redução na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 95,3 milhões em função do efeito positivo não recorrente da revisão tarifária em 2023 compensado parcialmente por uma maior inflação no período;
- Aumento de R\$ 97,0 milhões no total de tributos no 2024 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica (aumento de R\$ 119,2 milhões);
- Aumento de R\$ 131,9 milhões na rubrica Conta de Encargos do consumidor – CCRBT relacionada com predominância das bandeiras vermelha e amarela na segunda metade do ano de 2024 versus a vigência da bandeira verde no mesmo período de 2023.

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Incremento de R\$ 202,4 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação à 2023, devido a um maior consumo e aumento da carga registrado no período tendo em vista a melhora do cenário econômico local.
- Aumento de R\$ 174,6 milhões na rubrica subvenção de recursos da CDE em 2024 frente ao mesmo período de 2023 devido basicamente ao aumento de clientes cadastrados como baixa renda.

Custo do Serviço/Despesa Operacional

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Os custos e despesas operacionais em 2024 comparado com 2023 apresentaram uma redução de 2,3% ou R\$ 167,7 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no ano alcançaram o montante de R\$ 5.711,7 milhões, queda de 6,5% ou R\$ 398,0 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 6.109,7 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- No ano de 2024 as despesas gerenciáveis apresentaram um aumento de R\$ 202,2 milhões (excluindo o efeito do custo de construção, houve uma redução nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 28,1 milhões). Esse decréscimo é explicado principalmente pela:
 - (i) queda de R\$ 89,8 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em virtude do projeto *insourcing*;
 - (ii) queda de R\$ 52,7 milhões na linha de custo de desativação de bens;
 - (iii) aumento de R\$ 8,4 milhões na linha de Receita de Multas por Impontualidade de Clientes refletido por uma melhora nos indicadores de cobrabilidade e
 - (iv) redução de R\$ 2,8 milhões nas linhas de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perdas de recebíveis, explicada principalmente por uma mudança na metodologia de cálculo da perda esperada para créditos de liquidação duvidosa a fim de refletir de forma mais assertiva o comportamento dos indicadores de performance de recuperação de crédito observado nos últimos anos. Além disso, para o ano de 2023, a companhia efetuou reclassificação entre as linhas de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perdas de recebíveis, para melhor análise do resultado de inadimplência de clientes;

Compensados por:

- (i) aumento de R\$ 3,5 milhões na despesa de pessoal tendo em vista o projeto *insourcing* que visa a contratação de novos colaboradores, (ii) Aumento de R\$ 102,6 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; (iii) Aumento de R\$ 23,3 milhões na linha de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhista decorrente de um volume maior de ações no período;
- Em 2024 houve uma queda nos custos e despesas não-gerenciáveis de R\$ 369,9 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. Essa queda de 8,7%, está diretamente relacionada ao fim do contrato com a CGTF (Cia. Ger. Térmica Fortaleza), cujo custo de contrato era maior que a média de custos dos demais contratos.

EBITDA

O EBITDA da Enel Ceará no ano de 2024 atingiu o montante de R\$ 1.845,9 milhões, o que representa um incremento de R\$ 89,1 milhões em relação a 2023. A margem EBITDA da Companhia em 2024 foi de 21,9%, uma alta de 1,5 p.p. em relação ao mesmo período. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia no semestre foi de 26,6%, representando uma alta de 2,7 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

Resultado Financeiro

Em 2024, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 737,8 milhões, montante 6,7% inferior ao valor registrado em 2023 (R\$ 790,4 milhões), em decorrência de:

- Redução de despesa líquida no montante de R\$ 88,5 milhões referente as rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas, debêntures e custo de transação, encargos de dívidas e debêntures, dívida – marcação a mercado, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido à redução no volume de empréstimos contratados entre os períodos analisados em conjunto com uma redução do CDI (10,83% em 2024 vs. 13,04% em 2023);

Este efeito foi parcialmente compensando pelo:

- Aumento de R\$ 28,8 milhões na rubrica de outras despesas financeiras decorrente, principalmente, de (i) um maior IOF em relação ao ano anterior, devido a uma maior emissão de dívidas intercompanhia em 2024; e de (ii) um leve aumento nos juros e multa por atraso de faturas, o qual foi parcialmente compensado pela redução nas fees bancárias, uma vez que houve uma redução das dívidas emitidas a mercado quando comparado com o ano anterior.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Resultado Líquido

No ano de 2024, o resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 464,9 milhões, representando um incremento de R\$ 149,4 milhões em relação à 2023, explicado em grande parte por um impacto positivo de R\$ 122,2 milhões na linha de impostos, relacionado à exclusão da base de cálculo do IRPJ/CSLL da atualização financeira da Taxa SELIC sobre indêbitos tributários, conforme detalhado na nota explicativa nº 27.1 das Demonstrações Financeiras da Companhia, além da melhora do EBITDA e do resultado financeiro.

Endividamento e Liquidez

A dívida bruta da Companhia encerrou 2024 em R\$ 5.308 milhões, uma redução de R\$ 592 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, às amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 2.325 milhões e R\$ 510 milhões, parcialmente compensados por novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 1.610 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 644 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 11 milhões.

A Companhia encerrou 2024 com o custo médio da dívida no ano de 12,13% a.a.

Colchão de 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, cujo montante em 31 de dezembro de 2024 era de R\$ 500 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despachos Nº 1.951/24, no valor de até R\$ 3.000 milhões.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 27 de agosto de 2024, 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.

2.2 Resultados operacional e financeiro

2.2. Os diretores devem comentar:

a. resultados das operações do emissor, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A receita da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2024 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

Em 2024, a receita pelo Fornecimento de Energia Elétrica atingiu um montante de R\$ 8.420,3 milhões, representando um aumento de R\$ 202,4 milhões em relação a 2023, explicada parcialmente pelo aumento no volume de energia vendida no mercado cativo (10.297 GWh em 2024 versus 10.082 GWh em 2023), decorrente principalmente, das altas temperaturas, melhora da renda e aumento de pessoas no mercado de trabalho.

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

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 periódicas, 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.

Ademais, 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

2.2 Resultados operacional e financeiro

bandeiras tarifárias estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A partir de 01/04/24 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,885 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.
- **Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração. A partir de 01/04/24 - As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 4,463 (patamar 1) e R\$ 7,877 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

As bandeiras tarifárias que vigoraram em 2024, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

Em outubro de 2024 a ANEEL acionou a bandeira tarifária vermelha patamar 2 devido ao agravamento hídrico e previsão de elevadas temperaturas, já em novembro 2024 com a amenização do risco hidrológico o acionamento da bandeira foi amarelo e, posteriormente, verde em dezembro com a melhora das condições hidrológicas brasileiras.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2023 e 2024, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2023	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

2024	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	110,77	75,80	254,18	599,72	286,80	61,07

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

Preco-Teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Em 29 de dezembro de 2022, a Resolução Homologatória n.º 3.167 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2023. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.391,56/MWh e o valor mínimo em R\$ 69,04/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2023.

Em 19 de dezembro de 2023, a Resolução Homologatória n.º 3.304 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2024. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.470,57/MWh e o valor mínimo em R\$ 61,07/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2024.

Em 17 de dezembro de 2024, o Despacho n.º 3.625 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2025. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.542,23/MWh e o valor mínimo em R\$ 58,60/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2025.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Reajuste Tarifário Anual 2024

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 16 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2024 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2024, Resolução Homologatória nº 3.319/2024.

Em abril de 2024, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia com um índice de reajuste de -5,76% composto por (i) reajuste econômico de -7,83%, sendo -5,42% de Parcela A, -2,41% de Parcela B e (ii) componente financeiro de +2,07%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de +2,95%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,81%.

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

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 2.2. b, o resultado operacional da Companhia 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. A companhia possui um contrato de compra de energia bilateral, cuja tarifa tem entre seus índices de reajuste o dólar. Contudo, as variações da taxa de câmbio desse contrato também são reconhecidas nas tarifas de distribuição. Além disso, a Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui dívida denominada em moeda estrangeira que não esteja totalmente coberta com instrumentos derivativos.

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

2.3. Os diretores devem comentar:

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

As novas normas contábeis ou aquelas alteradas que passaram a vigorar para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2024 estão evidenciadas nas demonstrações financeiras e não resultaram em alterações materiais para a política contábil atualmente utilizada pela Companhia

b. opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

A Diretoria informa que não houve opiniões modificadas, ressalvas e/ou ênfases nos pareceres dos auditores independentes em relação às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

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

a. introdução ou alienação de segmento operacional;

Não aplicável 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 exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. Além disso, a Companhia não prevê efeitos futuros relativos a estes fatos.

2.5 Medições não contábeis

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

a. informar o valor das medições não contábeis

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 Resolução CVM n.º 156, de 23 de junho de 2022, 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 alternativas 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 é demonstrado o valor do EBITDA para o último exercício social:

Medições não contábeis	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
EBITDA (R\$ mil)	1.845.947

b. fazer as 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 o último exercício social:

Reconciliação do lucro (prejuízo) para o EBITDA	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2024
(em milhares de R\$)	
(=) Lucro (prejuízo) líquido	464.914
(+) Resultado financeiro	737.760
(+) Imposto de renda e contribuição social	63.236
(-) Incentivo fiscal	32.572
(+) Depreciação e amortização	612.609
(=) EBITDA	1.845.947

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

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

2.5 Medições não contábeis

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 medido 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.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

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

Eventos subsequentes às demonstrações financeiras apresentadas em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024:

Incentivo fiscal – Sudene

Em 15 de janeiro de 2025, a Diretoria Colegiada da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE informou sobre a deliberação tomada de não aprovar o enquadramento do Projeto de Incentivo Fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto sobre a renda e adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração, de que trata o artigo 1º da Medida Provisória no. 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, submetido pela Companhia. O benefício fiscal continua vigente até o final do exercício fiscal que se encerrará em 31 de dezembro de 2025.

A Companhia avaliará os próximos passos a serem tomados e manterá os seus acionistas, investidores e o mercado em geral informados sobre quaisquer atualizações relevantes relativas ao tema objeto deste fato relevante.

2.7 Destinação de resultados

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

	2024
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 2024, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei das S.A., o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de retenção lucro líquido, após distribuição de dividendos mínimos obrigatórios, para 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 2024, foi destinado R\$ 320.830.902,13 para reserva de reforço de capital de giro.
a.ii. percentuais em relação aos lucros totais declarados	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, foi retido 75,7% para reserva de reforço de capital de giro da Companhia.
b. regras sobre distribuição de dividendos	Em 31 de dezembro de 2024, o estatuto social da Companhia previa que, pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., 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.
c. periodicidade das distribuições de dividendos	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da Assembleia Geral usualmente realizada nos primeiros quatro meses de cada ano. Nos termos do estatuto social da Companhia, os órgãos da administração <i>ad referendum</i> da Assembleia Geral, podem declarar dividendos intermediários, sob quaisquer das modalidades facultadas pelo art. 204 da Lei 6.404/76, mediante levantamento de balanço intermediário, sendo que os dividendos intermediários seriam deduzidos do montante dos dividendos 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 de empréstimos internacionais 4131 emitidos 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, vide

2.7 Destinação de resultados

	o item 2.1 (f) (iv) deste Formulário de Referência
e. se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informar órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	A Companhia possui uma Política de Destinação de Resultados a qual foi definida e aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 23 de setembro de 2020. A Política de Destinação de Resultados pode ser encontrada no site da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e na página de relações com investidores da Companhia (https://ri.enel.com/publicacoes/politicas-e-codigos)

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

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

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

- i. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos*
- ii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços*
- iii. contratos de construção não terminada*
- iv. 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 no último exercício social.

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 ao último exercício social.

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados

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

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

Não aplicável, visto que não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

- b. natureza e o propósito da operação**

Não aplicável, visto que 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 aplicável, visto que não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

2.10 Planos de negócios

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

a. investimentos, incluindo:

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

A Companhia encerrou o ano de 2024 com um montante recorde investido de R\$1,6 bilhão, ou seja, 3,4% acima do mesmo período do ano anterior, sendo o maior investimento da série histórica da companhia. Nesse período, em manutenção foram investidos R\$ 560,2 milhões, sendo grande fatia para as atividades relacionadas a manutenção corretiva. Na parte de crescimento foram investidos R\$161,2 milhões incluindo investimentos em tecnologias e o programa de redução de perdas.

Cabe salientar que o volume foi registrado no período sequencialmente posterior ao processo de revisão tarifária ocorrido em abril de 2023, onde geralmente o nível de investimento atinge patamares mais elevados no ano que antecede a revisão, aumentando a base de comparação no período seguinte.

Importante destacar que o nível de investimentos atingido em 2024 reforça o compromisso anunciado no plano de investimentos para o período. Tal plano foi atualizado em novembro de 2024, conforme detalhamento a seguir.

Segue abaixo os investimentos realizados referentes ao último exercício social:

Investimentos (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2024
Manutenção	560.180
Crescimento	161.241
Novas Conexões	852.868
Financiado pela Companhia	1.574.289
Financiado pelo Cliente	52.670
Total Investido	1.626.959

Plano de Investimentos

Em novembro de 2024, o Grupo Enel apresentou a atualização do plano estruturado de ações divulgado originalmente em abril do mesmo ano, que visa reforçar a resiliência da sua rede elétrica para enfrentar os crescentes desafios climáticos do Estado, além de garantir a melhoria da qualidade dos serviços prestados aos clientes da área de atuação da Companhia. As medidas, que começaram a ser implementadas ao longo de 2024, têm o objetivo de satisfazer as necessidades de fornecimento de energia dos consumidores.

O plano tem o respaldo dos acionistas controladores da Companhia e prevê investimentos de R\$ 7,4 bilhões no período de 2025 a 2027 em toda a área de concessão, representando um crescimento de 53% versus o plano anterior, que totalizava R\$ 4,8 bilhões de investimentos previstos para o período de 2024 a 2026.

Dentre as iniciativas apresentadas anteriormente pela Enel Ceará, além do reforço significativo das equipes de profissionais próprios que atuam em campo, foi destacada a intensificação das manutenções preventivas, o aumento do número de podas preventivas e modernização da rede elétrica. Por ano, a previsão é de realização de mais de 50 mil manutenções, cerca de 320 mil podas e inspeções em 90 mil pontos em todo o Estado.

No período de 2025 a 2027, a Companhia dará sequência na modernização, ampliação e construção de subestações, beneficiando cerca de 2 milhões de clientes, além da construção de mais de 170 km de rede de alta tensão para apoiar os novos pontos de suprimentos. Adicionalmente, até 2027, cerca de 10 mil km de média e baixa tensão serão construídos, para dar apoio às estruturas e conexão de novos clientes. De material, mais de

2.10 Planos de negócios

13 mil transformadores e 123 mil postes estão sendo inseridos na estrutura atual. Na área de atendimento, a Companhia manterá o investimento durante os próximos três anos, em reforma, ampliação e climatização de novas lojas, canais digitais, autoatendimento e unidades móveis.

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 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:

- iv. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;*
- v. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços;*
- vi. projetos em desenvolvimento já divulgados;*
- vii. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.*

Não aplicável, considerando não haver novos produtos e serviços em andamento.

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

A Companhia se consolida como uma empresa que busca o desenvolvimento sustentável, direcionando suas ações e investimentos sociais e ambientais de acordo com fundamentos e políticas como responsabilidade, confiança, inovação e proatividade.

Ao longo do ano de 2024 a Enel Distribuição Ceará realizou 120 projetos e iniciativas que beneficiaram 325,4 mil pessoas, com um investimento de R\$ 21 milhões. Além disso, foi gerado o valor aproximado de R\$ 6 milhões em renda extra para as comunidades, por meio dos projetos de empregabilidade e empreendedorismo.

Na esfera ambiental, a Companhia destina recursos, entre outros, em projetos e programas para prevenção da poluição e de emissões de GEE (Gases do Efeito Estufa), uso racional dos recursos hídricos, conservação da biodiversidade, gestão de resíduos, campanhas e treinamentos. Destinamos recursos, entre outros, em projetos e programas para prevenção da poluição e de emissões de GEE, uso racional dos recursos hídricos, conservação da biodiversidade, gestão de resíduos, campanhas e treinamentos. Em 2024, esses investimentos ambientais somaram R\$ 4,9 milhões.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

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

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

3.1. As projeções devem identificar:

a. objeto da projeção

Em novembro de 2024, o Grupo Enel apresentou a atualização do plano estruturado de ações divulgado originalmente em abril do mesmo ano, que visa reforçar a resiliência da sua rede elétrica para enfrentar os crescentes desafios climáticos do Estado, além de garantir a melhoria da qualidade dos serviços prestados aos clientes da área de atuação da Companhia. As medidas, que começaram a ser implementadas ao longo de 2024, têm o objetivo de satisfazer as necessidades de fornecimento de energia dos consumidores.

O plano tem o respaldo dos acionistas controladores da Companhia e prevê investimentos de R\$ 7,4 bilhões no período de 2025 a 2027 em toda a área de concessão, representando um crescimento de 53% versus o plano anterior, que totalizava R\$ 4,8 bilhões de investimentos previstos para o período de 2024 a 2026.

Um ponto relevante do plano inclui a contratação, neste período, de 1.750 novos colaboradores para atuar, principalmente, na operação em campo até 2027. Apenas este ano, serão cerca 400 novos colaboradores e acréscimo de cerca de 120 novos veículos, para agilizar o atendimento aos clientes.

Dentre as iniciativas apresentadas anteriormente pela Enel Ceará, além do reforço significativo das equipes de profissionais próprios que atuam em campo, foi destacada a intensificação das manutenções preventivas, o aumento do número de podas preventivas e modernização da rede elétrica. Por ano, a previsão é de realização de mais de 50 mil manutenções, cerca de 320 mil podas e inspeções em 90 mil pontos em todo o Estado.

No período de 2025 a 2027, a Companhia dará sequência na modernização, ampliação e construção de subestações, beneficiando cerca de 2 milhões de clientes, além da construção de mais de 170 km de rede de alta tensão para apoiar os novos pontos de suprimentos. Adicionalmente, até 2027, cerca de 10 mil km de média e baixa tensão serão construídos, para dar apoio às estruturas e conexão de novos clientes. De material, mais de 13 mil transformadores e 123 mil postes estão sendo inseridos na estrutura atual. Na área de atendimento, a Companhia manterá o investimento durante os próximos três anos, em reforma, ampliação e climatização de novas lojas, canais digitais, autoatendimento e unidades móveis.

b. período projetado e o prazo de validade da projeção

Início em 2025 até o final de 2027 com validade até a materialização do total de investimentos, substituição ou atualização por nova projeção.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

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

Premissas baseadas nos planos estratégicos da Holding e controladora indireta (Enel SpA e Enel Américas respectivamente), que incluem os investimentos por região previstos para o triênio 2025-2027.

Do ponto de vista da Companhia, tais premissas podem ser influenciadas principalmente pelo desenvolvimento da operação, incluindo a supervisão e execução dos contratos de serviços.

Dentre as variáveis que escapam do controle da Administração, destacam-se: (i) fatores macroeconômicos, tais como câmbio, taxa de juros e inflação; (ii) eventuais mudanças regulatórias locais; (iii) condições de mercado, incluindo preço de insumos, serviços e matérias-primas, prestadores de serviços, fornecedores e demais riscos do item 4.1 do Formulário de Referência.

d. valores dos indicadores que são objeto da previsão

O plano tem o respaldo dos acionistas controladores da Companhia e prevê investimentos de R\$ 7,4 bilhões no período de 2025 a 2027, em toda a área de concessão, para uma melhoria contínua do fornecimento de energia.

3.2 Acompanhamento das projeções

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

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

Em novembro de 2024, a Enel Ceará apresentou a atualização do plano de investimentos divulgado originalmente em abril do mesmo ano. O plano prevê investimentos de R\$ 7,4 bilhões no período de 2025 a 2027 em toda a área de concessão, representando um crescimento de 53% versus o plano anterior, que totalizava R\$ 4,8 bilhões de investimentos previstos para o período de 2024 a 2026.

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 as projeções referem-se a períodos futuros.

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

Não aplicável, tendo em vista que as projeções referem-se a períodos futuros.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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

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 são os riscos conhecidos pela Companhia e os quais a Companhia entende que, na data deste Formulário de Referência, possam afetá-la de forma material e adversa. Riscos adicionais que atualmente não são conhecidos pela Companhia ou são considerados irrelevantes, podem acarretar efeitos similares aos dos riscos abaixo relacionados.

a. Emissor

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, celebrado pela União, na qualidade de Poder Concedente, por intermédio da 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 (“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. Segundo a Lei das Concessões (art. 36 e 38), a indenização será devida (indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados para o serviço concedido), descontado o valor das multas contratuais e dos danos causados pela concessionária. Qualquer pagamento de indenização que recebermos poderá ser inferior ao valor residual dos ativos que devolvemos ao governo brasileiro.

Neste cenário, 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 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 (Receita Operacional Líquida – ROL); embargo de obras; interdição de instalações; imposição de

obrigações de fazer ou não fazer, conforme o caso; suspensão temporária da participação em

4.1 Descrição dos fatores de risco

licitações a fim de obter novas concessões; revogação de autorização; intervenção administrativa para adequação do serviço público de energia elétrica; e rescisão/caducidade 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 n.º 12.767 de 27 de dezembro de 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.

Em 21 de junho de 2024, foi publicado o Decreto nº 12.068/2024, que regulamenta os procedimentos para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, conforme disposto no art. 4º da Lei nº 9.074/1995. O referido Decreto estabelece diretrizes para a modernização das concessões, as quais deverão ser atendidas pelas empresas interessadas em continuar operando o serviço público de distribuição de energia elétrica.

Dentre as disposições, o art. 4º do Decreto determina que a ANEEL elabore a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão, contemplando as condições previstas no normativo. Nesse sentido, foi realizada pela Agência a Consulta Pública nº 27/2024, entre 16 de outubro e 2 de dezembro de 2024, com o objetivo de coletar subsídios e informações para a definição desse termo aditivo. Durante esse período, a Enel CE encaminhou suas contribuições e participou ativamente das discussões setoriais, incluindo as conduzidas pela ABRADEE.

No dia 25 de fevereiro 2025, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão. O documento foi publicado oficialmente no dia 27 de fevereiro e foi encaminhado ao Ministério de Minas e Energia – MME.

Conforme art. 10 do Decreto nº 12.068/2024, as concessionárias interessadas na antecipação dos efeitos da prorrogação tinham um prazo de 30 dias, a partir da publicação da minuta do termo aditivo, para apresentar o requerimento ao poder concedente (prazo se encerrou em 31 de março de 2025). Após o requerimento apresentado pelas concessionárias, o Decreto prevê etapas de avaliação pela ANEEL e pelo MME antes que o Ministério faça a convocação formal para a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

Ressalta-se que o Decreto estabelece o direito de prorrogação não onerosa por 30 anos, sujeito ao cumprimento de indicadores de qualidade (DEC e FEC) e indicadores econômico-financeiros e não estabeleceu necessidade de licitação ou qualquer outro processo competitivo.

Nesse contexto, seguindo o art. 10 do Decreto, em 28 de março de 2025 foi protocolado na ANEEL o requerimento para fins de antecipação dos efeitos da prorrogação da concessão da Enel CE.

Dessa forma, considerando que a Enel CE: (i) vem participando de forma ativa no processo regulatório de definição do modelo das novas concessões através de debates setoriais e contribuições na Consulta Pública; (ii) aderiu ao procedimento estabelecido no Decreto nº 12.068/2024 e suas diretrizes, entendendo que não há *deal breaker* nas condições do mesmo; e (iii) manifestou de forma expressa seu interesse em continuar operando na concessão, a renovação é esperada, considerando o cenário regulatório vigente.

4.1 Descrição dos fatores de risco

distribuição de energia envolvem riscos significativos que poderão causar a perda de receitas ou aumento de despesas, em especial as obras consideradas de grande porte.

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

- (i) dificuldade em atender à demanda solicitada por clientes;
- (ii) demanda reprimida e 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 e de terceiros;
- (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.

Caso enfrentemos esses ou outros problemas, poderemos não conseguir distribuir energia em consonância com os indicadores de qualidade e continuidade estabelecidos pelo órgão regulador, 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 a construção/ampliação, 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Ainda, 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.

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 2024 o saldo de nossos recebíveis (consumidores, revendedores e outros e contas a receber – acordos, circulante e não circulante) era de R\$ 2.940.096,00. 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 2024 era de aproximadamente R\$ 1.788.488,00 e o índice de “cobrança” da Companhia sobre as receitas de energia (consumidores), medido pelo valor arrecadado sobre valor faturado nos últimos doze meses, foi de 98,51%.

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 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, consequentemente, poderá afetar a sua situação financeira e os seus

4.1 Descrição dos fatores de risco

resultados operacionais.

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, sociais 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 2024, registramos uma perda de energia de 17,78% sobre o total de energia injetada no sistema, em comparação a 17,33% no período correspondente em 2023.

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.

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 2024, era de R\$ 5.308 milhões. 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 alguma obrigação contratual não seja cumprida. Dentre as obrigações está a medição 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), o qual deve ser observado para não descumprirmos nossas obrigações contratuais de dívida.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

de principal, juros e outros valores devidos relacionados a nossas dívidas atuais e futuras e, nesse caso, poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições aceitáveis ou até mesmo de fazê-lo para refinaranciar 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 de financiamento e, em vista de nosso nível de endividamento, afetar substancial e negativamente nossa situação financeira.

O desempenho operacional e econômico-financeiro da Companhia pode ser afetado, desfavoravelmente, por surtos de doenças transmissíveis, no Brasil e/ou no mundo.

Qualquer surto de uma doença que afete o comportamento das pessoas ou que demande políticas públicas de restrição à circulação de pessoas e/ou contato social, pode ter um impacto adverso nos negócios da Companhia, bem como na economia global. Nesse sentido, surtos de doenças também podem modificar nossas práticas de negócio, inclusive reduções de demanda em escala global, o que poderia levar a um maior nível de inadimplência e perdas comerciais de energia, o que, em cenários prolongados, poderia vir a pressionar nossos fluxos de caixa, níveis de alavancagem e capacidade de execução dos nossos investimentos.

Eventuais novos ciclos da pandemia de COVID-19 ou outras situações sanitárias com implicações similares podem ter impactos também sobre nossos clientes, fornecedores e outros parceiros de negócios e cada uma de suas condições financeiras. No entanto, qualquer efeito material sobre essas partes poderá nos impactar negativamente.

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 de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica n.º 001/1998 ("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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 – 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.

Nosso compromisso em atender às obrigações do plano de previdência complementar de nossos funcionários, administrado pela Fundação Coelce de Seguridade (“FAELCE”), poderá ser superior ao atualmente previsto e, conseqüentemente, poderemos ser obrigados a realizar aportes de recursos adicionais ao referido plano de pensão ou a registrar passivo em nosso balanço e despesas no resultado que poderão ser superiores aos atualmente reconhecidos.

Na data deste Formulário de Referência, patrocinamos um plano de previdência complementar com característica de benefício definido para nossos funcionários, o qual é administrado pela Fundação Coelce de Seguridade (“FAELCE”). Anualmente registramos nossos passivos atuariais futuros de acordo com nossas premissas atuariais e as da Fundação Coelce de Seguridade (“FAELCE”). Em 31 de dezembro de 2024, não há registro de obrigações com a entidade fechada de previdência complementar uma vez que a mesma apresentava um superávit de R\$49 milhões.

Caso as premissas atuariais e financeiras não se realizem conforme previsto, as obrigações da Companhia com o plano de previdência complementar podem variar substancialmente, afetando, assim, o valor do aporte financeiro e conseqüentemente dos nossos resultados.

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\$ 1.586 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. 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.

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, na Lei n.º 13.709, de agosto de 2018, adiante denominada “LGPD” e na Lei n.º 12.965, de 23 de abril de 2014, adiante denominada “Marco Civil da Internet”, e seu Decreto Regulamentador – Decreto n.º 8.771 de 11 de maio de 2016.

Divulgações não autorizadas, violações de segurança ou quaisquer infrações à legislação aplicável podem nos sujeitar a ações judiciais e sanções regulatórias, bem como a danos que

4.1 Descrição dos fatores de risco

podem afetar substancial e negativamente nossos resultados operacionais, nossa 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 para a Companhia. Embora a ENEL possua um robusto e atualmente reconhecido Programa de Governança em Privacidade e Proteção de Dados, nem sempre é possível desencorajar ou impedir a conduta imprópria de funcionários e as precauções que tomamos para detectar e prevenir essa atividade nem sempre podem 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, consequentemente 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.

Com o avançar da agenda regulatória da Autoridade Nacional de Proteção de Dados (ANPD), responsável pela regulamentação e fiscalização da LGPD, medidas de conformidade adicionais no que tange à regulamentação da LGPD por esse órgão Regulador podem exigir mudanças em algumas de nossas práticas de negócios, aumentando nossos custos, e eventuais descumprimentos de seus termos poderia afetar adversamente nossos negócios.

O descumprimento de quaisquer disposições previstas nas legislações e normas aplicáveis, tem como riscos, dentre outros: (i) a propositura de ações judiciais, individuais ou coletivas pleiteando reparações de danos decorrentes de violações; (ii) a aplicação das penalidades previstas no Código de Defesa do Consumidor e Marco Civil da Internet; (iii) à 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 e demais leis e regulamentos que estejam relacionados à proteção de dados conforme legislação e regulamentação local.

Desta forma, falhas na proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia, bem como a inadequação à legislação aplicável, podem acarretar multas elevadas, publicização de infração e eventual 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 e a condução e realização dos negócios que envolvam tratamentos de dados pessoais. 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, de 2 de junho de 1992, conforme alterada ("Lei de Improbidade Administrativa"), à Lei n.º 9.613, de 3 de março de 1998, conforme alterada ("Lei de Prevenção à Lavagem de Dinheiro") e à Lei n.º 12.846, de 1 de agosto de 2013, conforme alterada ("Lei Anticorrupção"). Os processos de governança, gestão de riscos e *compliance* da Companhia podem não ser capazes de prevenir ou detectar comportamentos contrários às legislações e regulamentações

aplicáveis, bem como não condizentes com princípios éticos da Companhia, o que pode vir a 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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. Ainda, caso não seja possível atrair a tempo novas 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).

4.1 Descrição dos fatores de risco

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

A Companhia pode ser afetada negativamente por decisões desfavoráveis em processos judiciais ou administrativos em andamento, inclusive aqueles descritos nos itens 4.4 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.

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 poderá vir a necessitar de capital adicional no futuro, o qual poderá ser obtido mediante aportes dos acionistas ou outras operações societárias. Dependendo da estrutura adotada, tais operações poderão impactar a proporção da participação dos sócios no capital social.

A Companhia poderá vir a necessitar de capital adicional no futuro, o qual poderá ser obtido por meio de aportes dos acionistas atuais ou de operações societárias específicas.

Nessas situações, como cada acionista detém uma participação proporcional no capital social, eventual ingresso de novos sócios ou aumento de capital não integralizado por todos poderá resultar em diluição da participação dos acionistas que não contribuírem com novos aportes.

Ainda que seja respeitado o direito de preferência previsto na legislação aplicável, os acionistas que optarem por não acompanhar o aumento de capital poderão sofrer diluição de sua participação na Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Os titulares das ações da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio ou receber dividendos inferiores ao mínimo obrigatório.

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 S.A., em determinadas circunstâncias, a Companhia pode não ser capaz de distribuir dividendos ou distribuí-los em valor inferior ao dividendo mínimo obrigatório.

A distribuição de dividendos, ou pagamento de juros sobre o capital próprio aos titulares 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.

Dessa forma, os titulares das ações de nossa emissão podem não receber dividendos ou juros sobre capital próprio em tais circunstâncias ou receber dividendos inferiores ao mínimo obrigatório.

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.

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

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.

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

A empresa atua na prevenção, detecção e remediação dos riscos associados à sua operação, por meio de atividades de mapeamento de riscos e monitoramento da implementação de controles, incluindo a disseminação para os públicos específicos. No entanto, ações individuais podem implicar na prática de delitos previstos nas legislações aplicáveis. Apesar dos esforços realizados para apuração, remediação e aplicação das medidas aplicáveis, a Companhia pode não ser totalmente isentada de responsabilidade e estará sujeito ao cumprimento das sanções cabíveis.

Interrupções ou falhas em nossos sistemas de tecnologia da informação, controle e comunicação, bem como ataques cibernéticos ou invasões a esses sistemas, podem afetar adversamente nossas operações, resultados e condição financeira.

O setor em que atuamos requer a operação contínua de tecnologias sofisticadas de informação, controle e comunicação (sistemas de TI), além de infraestrutura de rede. A Companhia também utiliza sistemas de TI e infraestrutura relacionada para criar, coletar, utilizar, divulgar, armazenar, descartar ou processar informações sensíveis, incluindo dados da própria Companhia, de clientes e informações pessoais sobre clientes, empregados e seus dependentes, contratados, acionistas e outros. Os sistemas de TI são fundamentais para controlar e monitorar as operações das usinas, manter o desempenho da geração e da rede, supervisionar redes inteligentes, gerenciar processos de faturamento e plataformas de atendimento ao cliente, alcançar eficiência operacional e cumprir os objetivos e padrões de serviço nas atividades de geração e distribuição. A operação do sistema depende não apenas da interconexão física das instalações com a infraestrutura das redes elétricas, mas também da comunicação entre as diversas partes conectadas a essa rede. A dependência dos sistemas de TI para gerenciar informações e comunicações entre essas partes aumentou significativamente com a introdução de medidores

4.1 Descrição dos fatores de risco

e redes inteligentes.

Instalações de geração e distribuição, sistemas de TI, outras infraestruturas e as informações processadas nesses sistemas podem ser afetados por incidentes de cibersegurança, inclusive aqueles causados por erro humano. Os incidentes de cibersegurança evoluíram de forma expressiva nos últimos anos, com aumento exponencial tanto no número quanto no grau de impacto, tornando cada vez mais difícil identificar sua origem de forma tempestiva. O setor começou a testemunhar um aumento no volume e na sofisticação de incidentes relacionados à segurança cibernética, impulsionados por organizações ativistas internacionais, estados-nação e indivíduos.

Incidentes de cibersegurança podem prejudicar os negócios ao limitar a capacidade de geração, causar atrasos no desenvolvimento e construção de novas instalações ou em projetos de melhorias em unidades existentes, interromper as operações dos clientes ou expô-los a eventos que aumentem sua responsabilidade. Os sistemas de geração e distribuição fazem parte de um sistema interconectado. Considerando o papel essencial da eletricidade na sociedade moderna, uma interrupção generalizada ou prolongada causada por um incidente cibernético que afete a rede de transmissão elétrica, a infraestrutura de rede, fontes de combustível ou as operações de prestadores de serviços terceirizados pode gerar amplas repercussões socioeconômicas em residências, empresas e instituições vitais, o que também poderia afetar negativamente os negócios da Companhia.

Nossas atividades exigem a coleta e o armazenamento de informações pessoais identificáveis de clientes, empregados e acionistas, que esperam que a Companhia proteja adequadamente a privacidade dessas informações. Violações de segurança cibernética podem nos expor ao risco de perda ou uso indevido de informações confidenciais e privilegiadas. O roubo significativo, a perda ou uso indevido de informações, ou a divulgação não autorizada de dados pessoais ou sensíveis, podem gerar custos elevados para notificação e proteção das pessoas afetadas. Isso pode sujeitar a Companhia a demandas, custos, responsabilidades, multas e penalidades significativas, qualquer uma das quais poderia impactar adversamente os resultados operacionais e a reputação. Além disso, poderíamos ser obrigados a arcar com custos relevantes relacionados a ações governamentais em resposta a tais ataques ou para fortalecer os sistemas eletrônicos de informação e controle.

Neste contexto, a gestão adequada dos riscos de cibersegurança requer uma estratégia de longo prazo, que adote uma abordagem proativa e ações iterativas ao longo do tempo, sendo que enfrentar o risco cibernético com uma única iniciativa pode não ser uma estratégia eficaz ou eficiente para gerenciar e reduzir tais riscos. Embora o Grupo Enel tenha adotado um "Framework de Cibersegurança" para orientar e gerenciar os processos de cibersegurança, e criado seu Modelo Organizacional para implementação desses processos, a Companhia pode continuar sujeita, em certa medida, a incidentes cibernéticos e outras ameaças à segurança da informação. Tais incidentes e medidas regulatórias associadas podem resultar em queda significativa de receita e em custos adicionais elevados, como multas, reclamações de terceiros, reparos, aumento nos gastos com seguros, litígios, notificações, remediações, segurança e conformidade.

b. seus acionistas, em especial os acionistas controladores

O acionista controlador da Companhia poderá ter interesse conflitante com dos demais acionistas.

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 detêm 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 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

c. suas controladas e coligadas

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

d. seus administradores

A Companhia atualmente não possui riscos relacionados aos seus administradores, tampouco entende estar exposta a riscos cuja fonte seja os seus administradores.

e. seus fornecedores

A Companhia adquire equipamentos nacionais e importados e contrata serviços terceirizados no exercício de suas atividades. Caso tais equipamentos não sejam entregues a contento e com a qualidade esperada ou os serviços não sejam executados em sua plenitude e 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 baixa qualidade ou interrupção não planejada na prestação de serviços por parte de terceiros contratados pela Companhia poderá desvalorizar nossas atividades e fazer com que incorramos em custos adicionais e multas, reduzindo nosso lucro.

A qualidade inferior dos serviços prestados e/ou dos equipamentos fornecidos por um prestador, assim como a suspensão ou rescisão não programada de nossos contratos de fornecimento de equipamentos ou serviços poderá deteriorar a imagem da Companhia perante a seus clientes, incorrer em custos adicionais para substituição de fornecedores de forma emergencial, nos afetando substancial e negativamente.

Eventos ou interrupções não previstos enfrentados por nossos fornecedores, bem como 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.

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.

Desde janeiro de 2022 o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) externo – referente as transmissoras e geradoras - não é mais contabilizado no indicador geral da distribuidora, o que não isenta a possibilidade de a Companhia ter sua imagem afetada perante o cliente.

Cumprir destacar que, no caso de suspensão de fornecimento, a ANEEL não faz distinções sobre

4.1 Descrição dos fatores de risco

a responsabilidade pelo evento, cabendo exclusivamente às distribuidoras ressarcirem os consumidores por eventuais danos, o que,consequentemente, pode afetar adversamente nossos negócios e resultados financeiros.

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, tais como atendimento de ocorrências, manutenção na rede, obras de qualidade e atendimento ao cliente etc. 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.

f. seus clientes

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.

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, a Companhia poderá sofrer uma perda de arrecadação e consequentemente, terá seus resultados negativamente afetados.

g. setores da economia nos quais o emissor atue

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 utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado de curto prazo ("PLD" ou "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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Em dezembro de 2024, a ANEEL estabeleceu os valores do PLD para 2025, sendo R\$ 58,60/MWh o mínimo, R\$ 751,73/MWh o máximo estrutural, e R\$ 1.542,23/MWh 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 dia 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 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).

Um racionamento de energia, em função da falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia 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 falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia, somada à alta dependência de energia hidrelétrica, 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.

As políticas públicas energéticas que serão implementadas pelo novo governo brasileiro podem viabilizar ou não o aumento da utilização de fontes energéticas sustentáveis, assim como fomentar o uso eficiente de energia, impactando diretamente na capacidade de geração e na diversificação da matriz energética brasileira, reduzindo impactos adversos oriundos da dependência de geração hidrelétrica.

4.1 Descrição dos fatores de risco

h. regulação dos setores em que o emissor atue

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 1.6 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 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 n.º 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) 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) 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) 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 n.º 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.

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:

4.1 Descrição dos fatores de risco

- 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.

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

De acordo com o Decreto Federal n.º 5.163, de 30 de julho de 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 sobre contratação voluntária acima do limite de repasse de 105%, a diferença entre a receita de venda da sobre contratação 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

i. países estrangeiros onde o emissor atue

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

j. questões sociais

A Companhia está exposta a riscos envolvendo suas redes e instalações, podendo ser responsabilizada por acidentes de trabalho envolvendo colaboradores próprios e terceiros, bem como por acidentes com a população.

Os equipamentos da rede de distribuição aérea ficam expostos, fora do alcance da população em geral e seguem padrões rigorosos de segurança e instalação. Ainda assim, existe o risco de acidentes envolvendo integrantes da população que entrem em contato indevido com a rede elétrica.

Existem também riscos de acidentes com os trabalhadores próprios e contratados, que realizam trabalhos em contato direto com a rede de energia aérea ou subterrânea. Esses trabalhadores recebem equipamentos de segurança e constantes treinamentos para atuarem com segurança e a Companhia monitora constantemente seu desempenho nos índices de acidentes com a população e com a força de trabalho própria e contratada, fiscalizando suas operações e adotando um plano anual de segurança para mitigar ou, sempre que possível, eliminar os riscos de acidentes com a população e com sua força de trabalho própria e contratada. Contudo, a Companhia continua sujeita a ocorrência de acidentes, e disponibiliza recursos para atender as vítimas. Em alguns casos a empresa pode ser acionada juridicamente em disputas por indenizações.

A Companhia está exposta a riscos decorrentes da ocorrência de eventos climáticos severos, como tempestades, enchentes e rajadas de vento, que podem causar danos significativos à rede aérea de distribuição, podendo resultar em falhas no fornecimento de energia elétrica e em impactos diretos às comunidades do entorno.

As operações de distribuição de energia da Companhia são planejadas para garantir a qualidade e confiabilidade do fornecimento com o menor impacto possível às comunidades do entorno. No entanto, em situações de obras de expansão, manutenção da rede ou atendimento a emergências decorrentes de eventos climáticos severos, não é possível eliminar totalmente o risco de impactos adversos à população.

Em cenários de maior gravidade, a Companhia pode ser alvo de críticas públicas em razão da percepção quanto à sua capacidade de resposta e mitigação de impactos. Tais eventos podem gerar efeitos reputacionais relevantes e, eventualmente, resultar em processos administrativos, judiciais ou ações coletivas, com potenciais consequências financeiras.

k. questões ambientais

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 n.º 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 n.º 10, de 10 de dezembro de 2020 trouxe nova classificação por porte e potencial poluidor, revogando a classificação da Resolução COEMA n.º 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 n.º 219/08.

Em 25 de novembro de 2021 foi promulgada a Lei n.º 14.250 que dispõe sobre a obrigatoriedade da eliminação controlada das Bifenilas Policloradas (PCBs) e de seus resíduos e a 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 n.º 5.472, de 20 de junho de 2005.

Em 25 de abril de 2022 foi publicada a Portaria Interministerial MMA/MME n.º 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 (realizado) 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 n.º 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 n.º 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.

I. questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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; a crise de escassez hídrica de 2021 afetou especialmente o Centro-Oeste, Nordeste e Sudeste do Brasil. A falta de chuvas, o fenômeno La Niña e práticas humanas, como o aumento da demanda e a falta de infraestrutura, contribuíram para a seca. Essas crises 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 resultar em uma redução obrigatória ou voluntária no consumo de energia e pode consequentemente nos afetar substancial e negativamente em diferentes níveis.

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, enchentes, 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

m. outras questões não compreendidas nos itens anteriores

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.

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A incerteza sobre o desempenho do novo governo poderá contribuir para a incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras.

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.

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 e em uma carga tributária maior de tributos sobre os resultados da companhia, o que pode reduzir significativamente os lucros e fluxos de caixa operacionais. Além disso, os resultados operacionais e condição financeira da companhia podem ser reduzidos se certos incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. As diversas alterações das legislações podem afetar os negócios da companhia e o recolhimento de tributos, podendo resultar em acréscimos fiscais e penalidades.

Ademais, a companhia está sujeita a procedimentos fiscais que, em razão de interpretações divergentes da legislação pelas autoridades fiscais, podem resultar em cobrança de tributos. A companhia poderá discutir a referida cobrança administrativamente e/ou judicialmente. Neste caso, sendo ao final desfavorável, a companhia pode ser obrigada a arcar com o pagamento dos tributos acrescidos de multa e juros, afetando os negócios e resultados financeiros.

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.

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

4.2 Indicar os 5 (cinco) principais fatores de risco, dentre aqueles enumerados no campo 4.1, independentemente da categoria em que estejam inseridos

Dentre os riscos conhecidos pela Companhia e mencionados no item 4.1, destacamos abaixo os 5 (cinco) principais fatores de risco.

1. 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;
2. 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, em especial as obras consideradas de grande porte;
3. O nível de inadimplência de nossos consumidores pode afetar negativamente nosso negócio, nossos resultados operacionais e/ou nossa situação financeira;
4. Caso não consigamos controlar com sucesso as perdas de energia, os resultados de nossas operações e nossa condição financeira poderão ser adversamente afetados;
5. 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.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

4.3. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros.

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

Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar perdas para a Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados a estas moedas. De forma a evitar este risco, todas as dívidas mais relevantes na modalidade de 4131 indexadas ao dólar, possuem contratos de swap (Dólar para Real/Spread para CDI). A seguir é apresentada a exposição da Companhia em 31 de dezembro de 2024 (em reais).

Passivos em moeda estrangeira	31.12.2024
Empréstimos e financiamentos	774.899
Exposição patrimonial	774.899
Ponta ativa - instrumentos financeiros	(771.860)
Total	3.039

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

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):

- Proteção total: quando 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.

Risco de taxa de juros

Esse 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.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía 100% da dívida total indexada a taxas variáveis (CDI, IPCA, USD SOFR e TJLP).

Empréstimos, financiamentos e derivativos	31.12.2024	%
CDI	4.928.432	92,84%
IPCA	393.359	7,41%
TJLP	232	0,00%
USD SOFR	984	0,02%
Taxa fixa	(14.689)	-0,28%
Total	5.308.318	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 permitam.

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

O risco de liquidez é o risco de a Companhia encontrar dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas.

A Companhia adota como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros; (ii) monitorar diariamente os fluxos de caixa previstos e realizados; (iii) manter aplicações financeiras com vencimentos diários ou que fazem frente aos desembolsos, de modo a promover máxima liquidez; (iv) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

A Companhia apresentou um caixa positivo gerado de suas atividades operacionais nos últimos exercícios.

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 500.000. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despacho Nº 1.951/24, no valor de até R\$ 3.000.000.

Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil, no montante de R\$ 1.504.493, que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da Enel Finance International (EFI), disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro. Em 31 de dezembro de 2024 o saldo de empréstimos com a EFI no passivo circulante é de R\$ 522.242, também com possibilidade de refinanciamento.

A capacidade de suporte é verificada por meio da posição positiva de caixa e liquidez em 31 de dezembro de 2024 dos Controladores, e reforçada pela nota de risco de crédito do Grupo classificada como AAA (bra) pela Fitch.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

4.4. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis, ambientais e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

- a. juízo
- b. instância
- c. data de instauração
- d. partes no processo
- e. valores, bens ou direitos envolvidos
- f. principais fatos
- g. resumo das decisões de mérito proferidas
- h. estágio do processo
- i. se a chance de perda é:
 - i. provável
 - ii. possível
 - iii. remota
- j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante
- k. análise do impacto em caso de perda do processo

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 regimentos contábeis, sendo constituídas provisões para processos avaliados por seus consultores jurídicos com chance de perda provável.

Em 31 de março de 2025, a Companhia figurava em 17.167 demandas judiciais, sendo: (i) 15.825 processos judiciais cíveis, os quais compreendem direito do consumidor, responsabilidade civil, regulatório, ambiental e imobiliário; (ii) 348 processos judiciais e administrativos fiscais; e (iii) 994 processos judiciais trabalhistas e processos judiciais e administrativos previdenciários.

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.

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.

Em 31 de março de 2025, o valor total envolvido nos litígios com chance de perda provável e possível, era de R\$ 5.270,6 milhões, dos quais R\$ 310,3 milhões estavam provisionados.

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 março de 2025, a Companhia figurava no polo passivo em 348 processos administrativos e judiciais não-sigilosos de natureza tributária nos âmbitos federal, estadual e municipal. Dentre os processos de natureza tributárias individualmente relevantes para a Companhia, em 31 de março de 2025, destacam-se os seguintes:

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Auto de Infração 202320311	
a. juízo	Secretaria da Fazenda do Estado do Ceará
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	2023
d. partes no processo	Autor: Estado do Ceará Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 150.931.097,34 (em 31 de março de 2025)
f. principais fatos	Autuação fiscal lavrada pelo Estado do Ceará alegando que a empresa deixou de recolher ICMS sobre parcela da subvenção da CDE em 2018. Apresentada impugnação que aguarda julgamento.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não aplicável. Ainda não foi proferida decisão de mérito.
h. estágio do processo	Aguarda-se decisão de primeira instância.
i. chance de perda	Possível
j. análise do impacto em caso de perda	R\$ 150.931.097,34

Auto de Infração 202420452	
a. juízo	Secretaria da Fazenda do Estado do Ceará
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	2024
d. partes no processo	Autor: Estado do Ceará Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 155.848.628,94 (em 31 de março de 2025)
f. principais fatos	Autuação fiscal lavrada pelo Estado do Ceará alegando que a empresa deixou de recolher ICMS sobre parcela da subvenção da CDE em 2019. Apresentada impugnação que aguarda julgamento.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não aplicável. Ainda não foi proferida decisão de mérito.
h. estágio do processo	Aguarda-se decisão de primeira instância.
i. chance de perda	Possível
j. análise do impacto em caso de perda	R\$ 150.931.097,34

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Auto de Infração 2016.01280-1	
a. juízo	Secretaria da Fazenda do Estado do Ceará
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	2016
d. partes no processo	Autor: Estado do Ceará Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 84.747.174,34 (em 31 de março de 2025)
f. principais fatos	Autuação fiscal lavrada pelo Estado do Ceará cobrando ICMS sobre demanda contratada de fatura de energia de cliente que moveu ação judicial contra o Estado para evitar o pagamento de ICMS sobre a demanda contratada (argumentando que o ICMS só deveria incidir sobre a energia efetivamente consumida). A decisão foi a favor do consumidor e a Enel apenas deu cumprimento a mesma. O Estado lavrou auto para evitar a decadência do direito até a decisão final do processo judicial e por entender, na época, que a Enel era a contribuinte legal. Encerrada a esfera administrativa de forma desfavorável. Apresentado pedido de averbação de garantia administrativo e aguarda o ajuizamento da Execução Fiscal.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Esfera administrativa encerrada entendendo que a Enel é contribuinte legal e deve arcar com o imposto.
h. estágio do processo	Aguarda-se ajuizamento da Execução Fiscal para apresentação de defesa.
i. chance de perda	Remoto
j. análise do impacto em caso de perda	R\$ 84.747.174,34

Auto de Infração 2014.13083-1	
a. juízo	Secretaria da Fazenda do Estado do Ceará
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	2014
d. partes no processo	Autor: Estado do Ceará Réu: Companhia
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 70.576.116,98 (em 31 de março de 2025)
f. principais fatos	Autuação fiscal lavrada pelo Estado do Ceará cobrando ICMS sobre demanda contratada de fatura de energia de cliente que moveu ação judicial contra o Estado para evitar o pagamento de ICMS sobre a demanda contratada (argumentando que o ICMS só deveria incidir sobre a energia efetivamente consumida). A decisão foi a favor do consumidor e a Enel apenas deu cumprimento a mesma. O Estado lavrou auto para evitar a decadência do direito até a decisão final do processo judicial e por entender, na época, que a Enel era a contribuinte legal. Encerrada a esfera administrativa de forma desfavorável. Apresentado pedido

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	de averbação de garantia administrativo e aguarda o ajuizamento da Execução Fiscal.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Esfera administrativa encerrada entendendo que a Enel é contribuinte legal e deve arcar com o imposto.
h. estágio do processo	Aguarda-se ajuizamento da Execução Fiscal para apresentação de defesa.
i. chance de perda	Remoto
j. análise do impacto em caso de perda	R\$ 70.576.116,98

Processos de natureza trabalhista e previdenciária

Em 31 de março de 2025, a Companhia era ré em 994 processos judiciais de natureza trabalhista, cujo valor total envolvido naqueles classificados como chance de perdas possíveis ou prováveis era de, aproximadamente, R\$ 228,6 milhões, sendo R\$ 58,8 milhões com chance de perda provável e R\$ 169,8 milhões com chance de perda possível. O montante total provisionado era de R\$ 58,8 milhões. Não há processos administrativos trabalhistas relevantes, que tenham impacto em contingência.

Em 31 de março de 2025, a Companhia não possuía nenhum processo considerado individualmente relevante de acordo com os critérios adotados.

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

Em 31 de março de 2025, a Companhia figurava em 15.825 processos contenciosos passivos com risco de desembolso financeiro, podendo ou não ser acompanhados de obrigações judiciais relacionadas ao negócio, de natureza cível, regulatória, ambiental e outros.

O valor total envolvido estimável em tais processos com chance de perda provável e possível era de R\$ 3.335,2 milhões, sendo R\$ 251,5 milhões com chance de perda provável e R\$ 3.083,7 milhões com chance de perda possível. O montante total provisionado era de R\$ 251,5 milhões.

Processos de natureza cível e outros

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.

Em 31 março de 2025, a Companhia possuía 14.750 ações cíveis consumeristas/massivas, sendo 6.461 ações em trâmite nas varas cíveis e 8.289 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\$ 247.40 milhões, sendo o valor

4.4 Processos não sigilosos relevantes

provisionado R\$ 63,44 milhões, visto a análise de risco efetuada em cada processo.

As ações envolvendo acidentes correspondem, até março de 2025, a 240 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 dos processos prováveis e possíveis das demandas de acidentes corresponde a R\$ 185,63 milhões, sendo o valor provisionado de R\$ 41,02 milhões para provável.

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 por perdas e danos em função de rescisão contratual. Alega que uma sucessão de eventos ocorridos nos contratos do Rio de Janeiro (ENEL RJ) e da Companhia resultou em desequilíbrio econômico-financeiro e prejuízos materiais e morais. A companhia apresentou sua defesa em dezembro de 2021 e o processo já encerrou a fase postulatória. Iniciada a fase instrutória. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a condenação pode envolver eventual indenização.

Dentre os processos não-sigilosos de natureza cível e outros, conforme aplicável, individualmente relevantes para a Companhia, em 31 de março de 2025, destacam-se os seguintes:

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: ENEL CE & ENEL RJ
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 348.612.455,12
f. principais fatos	AÇÃO DE INDENIZAÇÃO POR PERDAS E DANOS EM FUNÇÃO DE RESCISÃO CONTRATUAL Trata-se de ação indenizatória contra a Companhia 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 da Companhia resultou em prejuízos, que teriam se materializado com a rescisão dos contratos, pelos quais pleiteia indenização por danos materiais e morais com valor da causa de R\$ 348.612.455,12. Em 21/10/2021, foi proferida decisão que deferiu parcialmente o pedido de tutela de urgência, para que a Companhia 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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	envolvidos. Em 10/11/2021, a ENEL interpôs agravo de instrumento contra essa decisão. Em 06/12/2021, suspendeu-se a medida cautelar que a Endicon havia obtido, por meio de Mandado de Segurança (o <i>writ</i> foi instaurado paralelamente ao agravo de instrumento para inibir o ato coercitivo do referido amparo). Em 10/05/2022, foi julgado procedente o agravo de instrumento interposto pela ENEL, anulando a decisão liminar agravada. Nos autos principais, em 02/12/2021 foi apresentada contestação pela ENEL e réplica pela ENDICON em 24/02/2022. Em 13/07/2023, o juízo determinou a citação das partes para especificar as provas que pretendem apresentar. Em 20/07/2023, a ENEL reiterou os vícios processuais previstos em sua defesa e caso não sejam apreciados, solicitou a produção de eventuais provas documentais e testemunhais. Em 11/03/2024 o juiz determinou a continuação do processo para fase pericial. Em 19/03/2024 a Enel solicitou a produção de prova pericial contábil, além de prova documental complementar. Em 03/09/2024, o tribunal manteve a decisão monocrática de negar provimento ao nosso agravo de instrumento contra a decisão que rejeitou as preliminares de incompetência do juízo e de inépcia da ação, tendo em vista a cumulação de pedidos contra a Coelce e a Ampla. Apresentamos pedido de reconsideração ao desembargador, que concordou em analisar novamente a questão.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 21/10/2021, foi proferida decisão que deferiu parcialmente o pedido de tutela de urgência, para que a Companhia 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. Em 10/11/2021, a ENEL interpôs agravo de instrumento contra essa decisão. Em 06/12/2021, suspendeu-se a medida cautelar que a Endicon havia obtido, por meio de Mandado de Segurança (o <i>writ</i> foi instaurado paralelamente ao agravo de instrumento para inibir o ato coercitivo do referido amparo). Em 10/05/2022, foi julgado procedente o agravo de instrumento interposto pela ENEL, anulando a decisão liminar agravada. Não foram proferidas, por ora, demais decisões de mérito, de modo que os autos se encontram em fase de instrução processual.
h. estágio do processo	Aguarda-se o início da instrução processual
i. chance de perda	Possível
j. análise do impacto em caso de perda	A condenação pode envolver eventual indenização

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processos de natureza regulatória

Existem 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).

As ações envolvendo Tarifaço (reajuste tarifário – Portarias n.º 38/86 e 45/86 do DNAEE) totalizam 17 demandas. Essas ações versam sobre o reajuste das tarifas de energia elétrica, feito com base nas Portarias n.º 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 n.º 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. Os valores possíveis e prováveis envolvidos nas mencionadas ações corresponde a R\$ 31,78 milhões, sendo o valor provisionado de R\$ 13,44 milhões para provável.

Dentre os processos não-sigilosos de natureza regulatória, conforme aplicável, individualmente relevantes para a Companhia, em 31 de março de 2025, destacam-se os seguintes:

Processo nº 0806108-14.2022.4.05.8100 / 0805776-47.2022.4.05.8100 / 0805968-77.2022.4.05.8100 / 0815788-23.2022.4.05.8100 / 0806332-49.2022.4.05.8100 / 0806493-59.2022.4.05.8100	
a. juízo	3ª Vara da Justiça Federal no Estado do Ceará
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	22/04/2022
d. partes no processo	Autor: OAB/CE / Deputado Federal Heitor Freire / Senador Eduardo Girão / MPF (MPCE/DECON) / PROCON/ALCE / Adriano Alves Pessoa Réu: ENEL CE & ANEEL
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado (o valor deverá ser objeto de liquidação de sentença, com a participação da ANEEL) – Provável no processo movido pelo MPCE/DECON no valor de 9,2 MBRL a título de Danos Morais Coletivos.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

f. principais fatos	ILEGALIDADE DO REAJUSTE TARIFÁRIO DE 2022 Foram ingressadas seis ações por diferentes instituições contra a Resolução Homologatória ANEEL n. 3.026, de 19/04/2022, que autorizou o reajuste tarifário anual do serviço de distribuição de energia elétrica prestado pela ENEL CE no percentual médio de 24,85%, alegando sua nulidade. Todas as ações alegam que o índice é abusivo em razão do seu próprio valor e em razão do contexto da pandemia. Dada a semelhança entre os pedidos das respectivas ações, o juiz determinou que todas as ações fossem agrupadas perante o mesmo juízo, para serem julgadas. Em todas essas ações, a ENEL argumenta que os reajustes tarifários respeitam a legalidade do sistema regulatório brasileiro e, portanto, o reajuste aplicado é legítimo. A Enel CE obteve decisões favoráveis em 4 ações, que foram extintas sem análise de mérito e transitaram em julgado. A relação dessas ações é a seguinte i. Ação Popular nº 0805776-47.2022.4.05.8100 - Deputado Federal Heitor Rodrigo Pereira Freire x ANEEL e ENEL CE; ii. Ação Judicial nº 0805968-77.2022.4.05.8100 - Senador da República Luís Eduardo Grangeiro Girão x ANEEL e a ENEL CE; iii. Ação Civil Pública nº 0806332-49.2022.4.05.8100 - Programa de Orientação, Proteção e Defesa do Consumidor vinculado à Assembleia Legislativa do Estado do Ceará - PROCON/ALECE x ANEEL e ENEL CE; e iv. Ação Popular nº 0806493-59.2022.4.05.8100 - Advogado Adriano Alves Pessoa x ANEEL e ENEL CE; Estão em curso dois processos judiciais, conforme segue: A) Ajuizada por Ordem dos Advogados do Brasil Seccional Ceará - OAB/CE (0806108-14.2022.4.05.8100), com os seguintes pedidos: 1. Concessão de tutela de urgência para (i) suspender os efeitos da Resolução Homologatória ANEEL n. 3026/2022, (ii) suspender a implementação do reajuste autorizado, (iii) determinar a obrigação da ANEEL de estabelecer as metodologias de reajuste e/ou revisão tarifária para que futuras revisões e/ou reajustes tarifários ocorram somente após o reconhecimento expresso da necessidade de análise de impacto econômico e interesse público, sob pena de multa de R\$ 100.000,00/dia. 2. Em suma, que (i) a antecipação de tutela concedida seja definitivamente deferida, (ii) a nulidade da Resolução Homologatória ANEEL n. 3.026/2022 para que a ENEL CE se abstenha de proceder ao reajuste autorizado, mantendo os
-----------------------------------	---

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	valores tarifários de 17/04/2022, (iii) determinar a obrigação da ANEEL de estabelecer as metodologias de reajuste e/ou revisão tarifária para que as futuras revisões e/ou reajustes tarifários ocorram somente após o reconhecimento expresso da necessidade de análise da conjuntura econômica, do impacto e do interesse público, sob pena de multa de R\$ 1.000.000,00/dia. 3. Publicar em mídia escrita e digital, por 7 dias corridos, as medidas cautelares que tenham sido deferidas ou mesmo a parte dispositiva da eventual procedência dos pedidos. (Aguardando decisão de mérito em primeira instância). Situação atual: Em 04 de abril de 2022, a primeira ação foi apresentada em tribunal. Após obter as manifestações da ENEL em todas as ações e realizar audiência preliminar com todos os proponentes, em 21 de junho de 2022, o juiz decidiu não conceder a medida cautelar requerida, determinando o agrupamento das ações. Em 01 de fevereiro de 2024, a Ação Popular ajuizada pela OAB Federal do Ceará foi extinta por ilegitimidade passiva e por não haver conexão com os demais processos. Em 14 de março de 2024, a Ordem dos Advogados interpôs recurso, que foi contra-arrazado pela ENEL em 21 de março de 2024. Em 8 de outubro de 2024, foi dado provimento ao recurso da Ordem dos Advogados do Brasil - Seção do Ceará e o processo foi devolvido à 1ª instância para julgamento do mérito. A Enel Ceará apresentou alegações finais em 7 de fevereiro de 2025, reiterando os argumentos, em especial a necessidade de preservação do procedimento legal para o reajuste tarifário anual realizado pela ANEEL, nos termos da Resolução Homologatória nº 3.026/2022 e reforçando a necessidade de indeferimento do pleito, considerando o grave risco de lesão à ordem administrativa e à economia pública. B) Ajuizada pelo Ministério Público Estadual, pelo Departamento de Proteção e Defesa do Consumidor - MPCE/DECON (0812526-31.2023.4.05.8100) com os seguintes pedidos: 1. Compensação pela má qualidade do serviço da empresa, argumentando a onerosidade do reajuste tarifário diante da alegada má prestação do serviço pela ENEL e do descumprimento dos termos do contrato de concessão. O procurador afirma que o anúncio da venda do controle da concessionária não implica a interrupção dos serviços. 2. Pagamento de danos morais coletivos (48.858.700,00 MBRL - montante histórico). Situação atual: Em 14 de dezembro de 2022, o Ministério Público Estadual ajuizou uma Ação Popular contra a Enel
--	--

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	Ceará (0812526-31.2023.4.05.8100) visando impedir a paralisação dos serviços e o pagamento de danos morais coletivos após estudos do contrato de concessão e análise de relatórios de reclamações de consumidores apresentados aos órgãos de proteção e defesa do consumidor, bem como na plataforma “consumidor.gov” liderada por comissão criada pela Procuradoria Geral do Estado, e que visava a adoção de medidas extrajudiciais e judiciais cabíveis para apurar o descumprimento das obrigações da concessionária contidas na concessão contrato, bem como para analisar a qualidade da prestação de serviços da Enel Ceará. Após isso, entenderam que houve falhas graves na execução do contrato desde 2016. Em 16 de dezembro de 2022, foi proferida decisão adiando a análise da liminar e determinando que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) fosse intimada para informar seu interesse na matéria, o que deslocaria a competência para a Justiça Federal. Em 07 de fevereiro de 2023, a Enel Ceará apresentou sua defesa alegando a ilegitimidade ativa do Ministério Público estadual, tendo em vista que as matérias regulatórias e fiscalizatórias são de competência federal, o que ensejaria a formação de litisconsórcio passivo necessário com a ANEEL, o que resultaria na incompetência absoluta da justiça estadual e na necessidade de envio do processo para a Justiça Federal. Ademais, foi informado sobre as melhorias nos índices de desempenho a partir de 2021, além do que o que ficou de fora não ultrapassaria o padrão de razoabilidade. Por conta disso, não há que se falar em violação ao consumidor em serviços realizados de acordo com as normas regulamentares. Por fim, o pedido de indenização por danos morais coletivos foi contestado. Em 15/02/2023, a ANEEL informou que não tem interesse em integrar a lide. Em nova manifestação, a ENEL reafirmou, em 27/04/2023, suas alegações e demonstrou a estreita correlação desta ação com as ações de combate ao reajuste tarifário de 2022, uma vez que o procedimento na Procuradoria Geral do Estado teve início com a divulgação do índice em abril/2022. Em 26 de maio de 2023, a Justiça Estadual declinou de sua competência e determinou o envio dos autos à Justiça Federal, em conexão com as ações que combatem o reajuste tarifário de 2022. Em 31 de julho de 2023, o processo foi recebido pela Justiça Federal. Em 04 de junho de 2024, as partes foram notificadas para apresentar alegações finais antes do julgamento. Em 19 de dezembro de 2024, foi proferida sentença julgando parcialmente procedente o pedido para a) Declarar a ENEL e a ANEEL solidariamente responsáveis pelos danos morais
--	--

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	coletivos causados aos consumidores do Estado do Ceará pela prestação inadequada dos serviços de fornecimento de energia elétrica. b) Condenar as rés solidariamente ao pagamento de indenização por danos morais coletivos, no valor fixado em (9,2) MBRL (ao Fundo de Defesa dos Direitos Difusos (FDD) - Lei 7.347/1985 e Decreto 1.306/1994, com vistas a financiar projetos e ações em prol dos direitos difusos e coletivos). Em 7 de fevereiro de 2025, a Enel Ceará interpôs recurso de apelação contra a sentença, requerendo a revogação da decisão desfavorável ou, alternativamente, a redução do valor da condenação, levando-se em conta decisões proferidas em casos semelhantes.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	(i) No processo movido pelo MPCE/DECON (0812526-31.2023.4.05.8100), foi proferida decisão desfavorável em primeira instância. A Companhia aguarda o julgamento do recurso em segunda instância. (ii) No processo movido pela OAB/CE, ainda não houve decisão de mérito.
h. estágio do processo	Aguardando decisão de segunda instância.
i. chance de perda	Provável
j. análise do impacto em caso de perda	Seria refletido na revisão tarifária a partir de eventual comando judicial

Processo nº 0001711-62.2010.4.05.8100	
a. juízo	1ª Vara da Justiça Federal no Estado do Ceará
b. instância	3ª Instância – STJ
c. data de instauração	08/02/2010
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: ENEL CE & ANEEL
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado (o valor deverá ser objeto de liquidação de sentença, com a participação da ANEEL)
f. principais fatos	ILEGALIDADE DO REAJUSTE TARIFÁRIO DE 2010 O Ministério Público Federal questiona o contrato de compra de energia elétrica firmado entre a Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. ("CGTF") e Companhia Energética do Ceará ("Coelce"), empresas do mesmo grupo econômico, alegando que o preço da energia contratada seria muito alto, o que acarretaria sobretaxa excessiva no custo das tarifas de energia elétrica dos consumidores finais, que em sua opinião constituiria 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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	2008 sejam proibidos e que seja condenada a restituir os excessos na tarifa paga pelos consumidores. Em 14/04/2014, o Relator proferiu decisão acatando parcialmente os pedidos, 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 declaração, os quais foram indeferidos. Posteriormente, a Companhia e a ANEEL interpueram recursos perante o Tribunal Regional Federal. Por sua vez, o MPF apresentou parecer, onde defende os termos do recurso interposto pelo MPF (primeira instância). Em 28/05/2015, foi proferido acórdão negando provimento aos recursos apresentados. Em 21/10/2015, a Companhia interpôs Recurso Especial e Recurso Extraordinário, ambos encaminhados aos respectivos tribunais (STJ e STF). Em 09/12/2020 o STJ negou provimento ao Recurso Especial da Companhia. Em 16/12/2020, a Companhia apresentou embargos de declaração ao STJ. Aguarda-se decisão dos Tribunais Superiores.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de mérito acatando parcialmente os pedidos do MPF, 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 foram indeferidos. O TRF5 negou provimento aos recursos apresentados, mantendo a sentença. O STJ negou provimento ao Recurso Especial da Companhia; segue pendente apreciação de recurso de embargos de declaração.
h. estágio do processo	Encontra-se no STJ, aguardando decisão do Relator do recurso de embargos de declaração oposto pela Companhia, bem como a apreciação do STF
i. chance de perda	Possível
j. análise do impacto em caso de perda	Seria refletido na revisão tarifária a partir de eventual comando judicial

Processo nº 0818722-90.2018.4.05.8100

a. juízo	1º Vara da Justiça Federal no Estado do Ceará
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	26/10/2016
d. partes no processo	Autor: IPEDC – Instituto de Pesquisa Científica e Tecnologia, Ensino e de Defesa do Consumidor Réu: ENEL CE & ANEEL

4.4 Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado (o valor deverá ser objeto de liquidação de sentença, com a participação da ANEEL)
f. principais fatos	EXCLUSÃO DAS PERDAS NÃO-TÉCNICAS DO CÁLCULO DA TARIFA Trata-se de ACP 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. Em 28/09/2018 foi determinada a remessa da ação para a Justiça Federal, após ANEEL manifestar interesse na ação, uma vez que o pedido feito é para a declaração de ilegalidade da metodologia tarifária. Em 16/03/2020, foi proferida sentença indeferindo os pedidos autorais. 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 primeira instância para o complemento da instrução processual. Em 05/11/2022 o juízo designou perito. Em 23/03/2023 teve início a perícia, que culminou em abril de 2023, cuja resultado demonstrou a validade e solidez do procedimento tarifário da ANEEL. Em 29/11/2023, foi proferida decisão em primeira instância que deu provimento parcial à ação civil pública para impedir, com efeitos a partir da decisão transitada em julgado, a cobrança de perdas não-técnicas. A justificativa do juízo foi que o fato de a ENEL reduzir infraestrutura operacional (investimentos e equipamentos) em favor da distribuição de lucros resultaria em uma prestação ineficiente do serviço de distribuição de energia, portanto a empresa deveria buscar mecanismos técnicos e operacionais. reduzir as perdas não técnicas e não impor esse encargo ao consumidor através de tarifas. Em 22/01/2024 a ENEL interpôs recurso contra a decisão de primeira instância. Em 27/02/2024, a ANEEL interpôs recurso de apelação contra a decisão de primeira instância. Em 04 de abril de 2024, os autos foram encaminhados ao Tribunal Regional Federal para julgamento dos recursos.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de mérito julgou os pedidos do IPEDC totalmente improcedentes. O TRF5 acolheu os recursos do IPEDC e determinou a anulação da sentença, com o retorno dos autos à fase instrutória para realização de perícia. Sentença de mérito julgou os pedidos do IPEDC parcialmente procedentes para impedir, com efeitos a partir da decisão transitada em julgado, a cobrança de perdas não-técnicas.
h. estágio do processo	Sentença proferida
i. chance de perda	Possível

4.4 Processos não sigilosos relevantes

j. análise do impacto em caso de perda	Seria refletido na revisão tarifária a partir de eventual comando judicial
---	--

Processo nº 0009011-67.2007.8.06.0001	
a. juízo	29ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	3ª Instância – STJ
c. data de instauração	09/02/2007
d. partes no processo	Autor: Defensoria Pública do Estado do Ceará Réu: ENEL CE & ANEEL
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado (o valor deverá ser objeto de liquidação de sentença, com a participação da ANEEL)
f. principais fatos	DECLARAÇÃO DE ILEGALIDADE DA COBRANÇA DOS TERMOS DE OCORRÊNCIA E INSPEÇÃO DURANTE A REN 456/2000 A Defensoria Pública do Estado do Ceará requereu a declaração de ilegalidade da cobrança e da suspensão do fornecimento de energia elétrica, através da aplicação de TOIs 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, apesar de a ANEEL estar no processo. A Companhia interpôs recurso de apelação em 10/06/2009 e a ANEEL interpôs sua apelação em 03/11/2009, ao qual obteve o efeito suspensivo e em 13/11/2014 foi encaminhado ao Tribunal de Justiça do Ceará. Em 30/10/2019, o recurso de apelação foi conhecido, mas o acórdão manteve a sentença inalterada. Em 19/11/2019 a Companhia apresentou Embargos de Declaração, o qual teve negado provimento conforme acórdão lavrado em 13/05/2020. Em 16/09/2021 a ANEEL interpôs um Recurso Especial para o Superior Tribunal de Justiça e um Recurso Extraordinário para o Supremo Tribunal Federal. Desde então, ambos os Recursos Especiais estão tramitando no STJ, aguardando sessão de julgamento. Aguarda-se decisão dos Tribunais Superiores.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de mérito julgou procedente o pedido de declaração da ilegalidade de todas as cobranças feitas sob os TOIs e ordenou o reembolso em dobro dos valores pagos pelos consumidores. O TJCE denegou os recursos de apelação interpostos por ENEL e ANEEL, mantendo a sentença inalterada.
h. estágio do processo	Encontra-se no STJ, aguardando decisão do Relator do recurso interposto pela Companhia, bem como a apreciação do STF
i. chance de perda	Possível
j. análise do impacto em caso de perda	Seria refletido na revisão tarifária a partir de eventual comando judicial

Processo nº 0384620-27.2000.8.06.0001	
a. juízo	6ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	10/07/1998
d. partes no processo	Autor: Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA Réu: ENEL CE
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 308.537.128,38
f. principais fatos	REAJUSTE DE ALUGUEL DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO Reajuste do 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. Em 31/08/1998 a Companhia apresentou sua contestação. Em 28/06/2000, foi apresentado laudo pericial, no qual o <i>expert</i> afirmou que o valor histórico da dívida em 2001 determinada no relatório do perito era de R\$ 17.000,00 e que era impossível aumentar o valor do aluguel com base no valor dos ativos para o fornecimento de energia e que a metodologia deveria ser respeitada de ajuste estabelecido no contrato. Em 19/09/2012, a COPERVA apresentou Exceção de Suspeição quanto ao perito (0206235-37.2012.8.06.0001), pelo que a tramitação dessa ação foi suspensa, aguardando desde 29/02/2016 impulso do juízo. Em 26/05/2023, o Tribunal conheceu de recurso movido pela ENEL para declarar que a modalidade de recurso cabível para combater as decisões proferidas na exceção de suspeição é o agravo de instrumento. Caso contrário, as decisões permaneceram inalteradas. Em 22/06/2023 a Enel apresentou o respectivo agravo de instrumento para combater a alegação de suspeição do perito e a referida discussão foi encaminhada à segunda instância do Tribunal de Justiça do Estado do Ceará.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	Em 13/09/2024, foi proferida nova decisão interlocutória revogando a suspensão processual e determinando a intimação das partes para se manifestarem sobre o cumprimento do processo. - Em 24/10/2024, protocolamos manifestação nos autos para impugnar a decisão interlocutória e requerer nova suspensão, tendo em vista que ainda não foi julgado o agravo de instrumento 0629027-34.2023.8.06.0000, interposto pela COELCE contra a decisão que acolheu a exceção de suspeição 0206235-37.2012.8.06.0001 suscitada pela COPERVA contra o perito BENILDO AGUIAR.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de mérito na Exceção de Suspeição julgou procedente o pedido de declaração de suspeição do <i>expert</i> .
h. estágio do processo	Aguarda julgamento do agravo de instrumento 0629027-34.2023.8.06.0000, interposto pela COELCE contra a decisão que acolheu a exceção de suspeição.
i. chance de perda	Possível
j. análise do impacto em caso de perda	A condenação pode envolver eventual indenização e revisão do valor dos aluguéis dos ativos elétricos.

Processo nº 0045456-16.2009.8.06.0001	
a. juízo	19ª Vara Cível de Fortaleza
b. instância	3ª Instância
c. data de instauração	10/07/1998
d. partes no processo	Autor: Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA Réu: ENEL CE
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 243.659.665,52
f. principais fatos	REAJUSTE DE ALUGUEL DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO Reajuste do 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 25/11/2009, 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. Em 20/01/2010, a Companhia interpôs recurso de Apelação e um pedido de suspensão dos efeitos da sentença, o que foi concedido em 28/01/2010 pelo TJCE. Em 28/03/2011, o TJCE conheceu do recurso e determinou a anulação da sentença e o retorno à primeira instância para realização de perícia. Em 03/09/2012, o laudo pericial foi entregue aos autos. Em 04/04/2014, a nova sentença foi proferida julgando improcedentes os pedidos de

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	revisão do valor pago à COPERVA. Após a interposição d recurso de apelação pela Cooperativa, o TJCE conheceu do recurso em 05/10/2015 e negou provimento à apelação, mantendo a sentença. A COPERVA opôs embargos de declaração, que foram rejeitados em 14/12/2015 pelo TJCE. A COPERVA interpôs Recurso Especial, o qual foi admitido pelo TJCE em 27/03/2018. Em 05/11/2018, o STJ anulou a decisão dos embargos de declaração de COPERVA, afirmando que o TJCE não havia esclarecido satisfatoriamente os fatos apresentados nos embargos e determinou um novo julgamento desse recurso. Em 03/12/2018, a Companhia apresentou Agravo Interno ao próprio STJ. Em 25/11/2023, foi redistribuído para o Ministro Afrânio Vilela (Segunda Turma do STJ). O Superior Tribunal de Justiça (STJ) julgou o recurso especial interposto pela COPERVA e anulou o acórdão proferido nos embargos de declaração interpostos pela COPERVA. Em 08/10/2024, a COELCE interpôs um Recurso Interno. Aguardamos uma decisão sobre o recurso interno interposto pela COELCE.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de mérito julgou procedente o pedido de pagamento do reajuste do aluguel no montante pleiteado pela COPERVA e ao pagamento imediato de 100 aluguéis atrasados, atualizados e com juros de mora. O TJCE proveu o recurso de apelação interposto, determinando a anulação da sentença e a devolução à primeira instância, bem como rejeitou os Embargos de Declaração da COPERVA, que lhe aplicou multa de 1% sobre o valor do processo. Sentença de mérito julgou improcedente o pedido de pagamento do reajuste do aluguel. O TJCE negou provimento o recurso de apelação interposto. O STJ acolheu o recurso da COPERVA para anular a decisão dos embargos de declaração e determinar um novo julgamento desse recurso.
h. estágio do processo	Aguardando decisão sobre o recurso interno interposto pela COELCE
i. chance de perda	Possível
j. análise do impacto em caso de perda	A condenação pode envolver eventual indenização e revisão do valor dos aluguéis dos ativos elétricos.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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: ENEL CE
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 331.245.408
f. principais fatos	REAJUSTE DE ALUGUEL DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO 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. 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, pelo que a Companhia disse pleiteou produzir evidências de natureza contábil e de engenharia. Em 17/05/2017 foi proferida decisão solicitando indicação de assistente de perícia. Em 04/09/2018 o perito contábil declinou do seu munus porque o caso comporta perícia de engenharia. Em 11/02/2020, determinou-se a realização da perícia de engenharia. Em 04/05/2022, a perita foi nomeada. Em 27/02/2023, informou que iniciará os trabalhos periciais a partir de abril/2023. Contudo, problemas internos do tribunal com o pagamento dos honorários periciais ainda não permitiram o início da perícia. Em 01/11/2024, foi proferido despacho informando sobre o relatório pericial favorável, concluindo que a maioria das instalações visitadas tinham sido substituídas ou não funcionavam corretamente devido ao aparente abandono e ao furto de materiais diversos da linha de distribuição e que todos os bens estavam 100% amortizados.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	-
h. estágio do processo	Perícia concluída com êxito
i. chance de perda	Possível
j. análise do impacto em caso de perda	A condenação pode envolver eventual indenização e revisão do valor dos aluguéis dos ativos elétricos.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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: ENEL CE
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 287.733.921,41
f. principais fatos	REAJUSTE DE ALUGUEL DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO 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. Em 04/12/2017, a Companhia juntou petição requerendo a produção de prova pericial de engenharia. 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 vara de origem em 01/06/2020. Em 08/07/2021, foi proferida decisão para que as partes indiquem as provas (provas) que ainda desejam produzir na ação, para a qual em 02/08/2021 a ENEL solicitou a realização de perícia de engenharia. Em 08/05/2023 o perito foi nomeado e, na sequência, a Enel já indicou ao seu assistente técnico que acompanhará o perito na perícia judicial. Em 15/09/2023 o perito apresentou seu parecer, concluindo que a maioria das instalações visitadas foram substituídas ou deixaram de funcionar corretamente devido ao aparente abandono da COPERCA e ao roubo de materiais diversos na linha de distribuição e que todos os bens estão 100% depreciados. Em 19/09/2023, o juízo determinou que as partes se manifestassem sobre o relatório.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não aplicável, tendo em vista que ainda não foram proferidas decisões de mérito.
h. estágio do processo	Aguardando início da realização da perícia e decisão do juízo
i. chance de perda	Possível
j. análise do impacto em caso de perda	A condenação pode envolver eventual indenização e revisão do valor dos aluguéis dos ativos elétricos.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0211620-48.2021.8.06.0001	
a. juízo	13ª Vara Cível da Comarca de Fortaleza
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	22/02/2021
d. partes no processo	Autor: Instituto de Comunicação e Educação em Defesa dos Consumidores e Investidores – ICDESCA Réu: ENEL CE
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.438.994.140,72
f. principais fatos	AÇÃO DE PRESTAÇÃO DE CONTAS Ação judicial para prestação de contas dos valores repassados pela Concessionária de Energia à União referente aos créditos tributários decorrentes da inserção do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) na base de cálculo do PIS/COFINS das faturas de energia, tributação esta declarada inconstitucional pelo STF no julgamento do RE 574.706. Em 22/04/2021, a ENEL apresentou defesa e posteriormente o ICDESCA sua réplica. Em 25/06/21 a ENEL apresentou as alegações finais. Em 06/07/21, foi proferida decisão no sentido de notificar o Ministério Público para se manifestar sobre a ação, o qual apresentou parecer em 19/07/21. Em 26/07/21, foi proferida decisão para que o ICDESCA apresente seus associados, porém o Instituto não atendeu a determinação. Em 20/09/21, o juiz proferiu sentença julgando improcedente a ação. Em 21/09/21, o ICDESCA interpôs recurso de apelação. O processo foi remetido ao Tribunal de Justiça e desde 03/03/2022 se encontra em poder do relator para decisão. Aguarda-se decisão pelo Tribunal de Justiça.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgou totalmente improcedentes os pedidos iniciais ante a ausência de legitimidade ativa do ICDESCA
h. estágio do processo	No TJCE, aguardando sessão de julgamento do recurso de apelação.
i. chance de perda	Remoto
j. análise do impacto em caso de perda	Seria refletido na tarifa a partir de eventual comando judicial

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0802079-18.2022.4.05.8100	
a. juízo	5ª Vara da Justiça Federal no Estado do Ceará
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	18/02/2022
d. partes no processo	Autor: Francisca da Silva, Presidente do ICDESCA Réu: ENEL CE & ANEEL
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 208.540.131,77
f. principais fatos	AÇÃO POPULAR DECLARATÓRIA DE NULIDADE DE RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO Objetiva declarar a nulidade das Resolução Homologatória nº 2.859, de 22 de abril de 2021 que reduziu a base de cálculo dos tributos incidentes sobre as alíquotas oriundas da restituição de créditos tributários (PIS/COFINS) que recaíam o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) de forma difusa aos consumidores. Em 14/03/2022, a ENEL apresentou manifestação ao pedido de tutela de urgência e, em 23/03/2022, a contestação. Em 29/06/2022, o juiz proferiu sentença julgando improcedente a ação por ausência de pressupostos de constituição e de desenvolvimento válido e regular do processo e falta de interesse processual. Em 25/07/2022, o ICDESCA interpôs recurso de apelação. Em 02/09/2022, o processo foi remetido ao Tribunal, onde se encontra com o relator. Aguarda-se apreciação do recurso pelo Tribunal Regional Federal.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgou improcedente a ação por ausência de pressupostos de constituição e de desenvolvimento válido e regular do processo e falta de interesse processual
h. estágio do processo	Encontra-se no TRF5, aguardando apreciação do recurso de apelação interposto pela Presidente do ICDESCA
i. chance de perda	Remoto
j. análise do impacto em caso de perda	Seria refletido na tarifa a partir de eventual comando judicial

Processo nº 0806539-48.2022.4.05.8100	
a. juízo	5ª Vara da Justiça Federal no Estado do Ceará
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	05/05/2022
d. partes no processo	Autor: Instituto de Comunicação e Educação em Defesa dos Consumidores e Investidores – ICDESCA Réu: ENEL CE & ANEEL

4.4 Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 301.514.826,52
f. principais fatos	ACP DE NULIDADE DE RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ACP que visa suspender e anular a Resolução Homologatória da ANEEL nº 3.026, de 19 de abril de 2022 – que aprovou o reajuste tarifário anual da ENEL CE computando os créditos tributários (PIS/COFINS) que recaíam no Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) da composição tarifária e legitimando sua restituição aos consumidores de forma difusa – pleiteando-se, na ação judicial, que a restituição dos créditos tributários seja feita de forma individual e proporcional aos consumidores. Em 07/03/2022, a ENEL apresentou manifestação ao pedido de tutela de urgência e, em 25/03/2022, sua defesa. Em 06/06/2022, o juiz proferiu sentença julgando improcedente a ação em função de ilegitimidade do ICDESCA. Em 04/07/2022, o ICDESCA interpôs recurso de apelação. Em 23/08/2022, o julgamento determinou a remessa dos autos ao Tribunal, onde se encontra com o relator aguardando data de julgamento. Aguarda-se decisão do Tribunal Regional Federal. Em 18/11/2024 foi proferida decisão a favor da Enel, negando provimento ao recurso da ICDESCA. Em 21/02/2025 foi proferida decisão negando provimento aos Embargos de Declaração opostos pela ICDESCA.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgou improcedente a ação por ausência legitimidade do ICDESCA
h. estágio do processo	Aguardando eventual recurso ou arquivamento.
i. chance de perda	Remoto
j. análise do impacto em caso de perda	Seria refletido na tarifa a partir de eventual comando judicial

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0457189-29.2000.8.06.0000 (0227271-58.2000.8.06.0001)	
a. juízo	Superior Tribunal de Justiça
b. instância	3ª instância
c. data de instauração	29/11/1994
d. partes no processo	Autor: FINOBRASA Réu: ENEL CE
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 205.418.509,73 Provisão: R\$ 9.174.957,60 Remoto: R\$ 196.243.552,13
f. principais fatos	REAJUSTE TARIFÁRIO 1986 (TARIFAÇÃO) Em 29/11/1994, a FINOBRASA ajuizou a ação declaratória em questão (0227271-58.2000.8.06.0001). Em 22/10/1997, houve decisão de primeira instância reconhecendo as alegações iniciais e declarando a impossibilidade de aumento das tarifas de energia determinada pelo Departamento Nacional de Energia Elétrica – DNAEE, com efeitos retroativos e para o futuro (“efeito cascata”). Mesmo antes da privatização da concessionária, não houve recurso da decisão e em 22/10/1997 a decisão final foi certificada, tornando-a transitada em julgado. Em 24/11/1999, a COELCE (ENEL) ajuizou Ação Rescisória (0457189-29.2000.8.06.0000), pelo que em 28/09/2010, houve decisão judicial que deu provimento parcial aos seus pedidos, limitando os efeitos da decisão rescindida à devolução dos valores correspondentes a esse aumento aos consumidores industriais, no que diz respeito ao período compreendido entre os meses de março/1986 e novembro/1986. Em 14/03/2011, a FINOBRASA apresentou Recurso Especial ao Superior Tribunal de Justiça (STJ) contra a decisão. Em 25/09/2015, houve decisão do STJ que negou o pedido de Recurso Especial da FINOBRASA porque a decisão recorrida passou a estar em conformidade com a jurisprudência do Tribunal. Em 23/09/2016, houve oposição a Recurso Incidental no próprio STJ pela FINOBRASA. Em 29/04/2019, houve decisão do Superior Tribunal de Justiça que negou provimento ao pedido de recurso incidental da FINOBRASA porque a decisão recorrida atende à jurisprudência do Tribunal. Em 31/05/2019, houve oposição a novo recurso incidental no próprio STJ pela FINOBRASA. Em 09/04/2019, houve decisão do STJ que determinou a redistribuição do recurso incidental para apreciação de um dos órgãos internos do próprio STJ. Em 28/10/2022, houve despacho do Ministro Relator do recurso incidental elaborando o relatório do recurso e solicitando impugnação da ENEL, que o apresentou em 11/10/2022. Desde então, o Recurso Especial tramita no STJ aguardando decisão sobre recurso incidental do recurso, ambos interpostos pelo cliente, e que já haviam sido julgados

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	improcedentes. Em 18/03/2024, o Ministério Público Federal (MPF) apresentou manifestação nos autos de que o mesmo deve ser aberto à ENEL e solicitou que, após isso, fosse encaminhado novo olhar ao MPF para parecer e o processo fosse arquivado. com o Ministro Relator.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença declarou a impossibilidade de aumento das tarifas de energia determinada pelo DNAEE, com efeitos retroativos e para o futuro (“efeito cascata”). Acórdão em Ação Rescisória deu provimento parcial aos pedidos da ENEL, limitando os efeitos da decisão rescindida à devolução de valores pagos a maior no período compreendido entre os meses de março/1986 e novembro/1986. Acórdão em Recurso Especial negou o pedido da FINOBRASA visto que a decisão recorrida passou a estar em conformidade com a jurisprudência do STJ. Acórdão em Agravo Regimental negou provimento ao pedido de recurso incidental da FINOBRASA porque a decisão recorrida atende à jurisprudência do Tribunal.
h. estágio do processo	Aguardando a Seção do STJ julgar os embargos de divergência opostos por FINOBRASA
i. chance de perda	Provável: R\$ 9.174.957,60 Remoto: R\$ 196.243.552,13
j. análise do impacto em caso de perda	A condenação envolve a devolução de valores

Processo nº 0200194-29.2024.8.06.0132	
a. juízo	Tribunal de Justiça do Ceará
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	30/04/2024
d. partes no processo	Autor: Município de Nova Olinda Réu: ENEL CE
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 114.622.664,70 Possível: 114.622.664,70
f. principais fatos	ACP NOVA OLINDA O Município de Nova Olinda ajuizou uma Ação Civil Pública contra a Enel, alegando constantes oscilações e quedas de energia na localidade. Relata que, em março de 2024, as secretarias municipais ficaram sem serviço de energia elétrica por vários dias sem qualquer aviso prévio. Assim, relata vários danos materiais em edifícios públicos específicos resultantes das flutuações de energia. Alega ainda que no dia 21 de dezembro de 2023, houve um corte de energia eléctrica por volta das 17:30 horas. Imediatamente depois, foi feito um telefonema para o centro

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	de atendimento ao cliente da empresa ENEL solicitando assistência de emergência por se tratar de uma unidade hospitalar com vários pacientes que necessitavam de aparelhos e equipamentos movidos a energia eléctrica. No entanto, o serviço de apoio só chegou por volta das 14:00 horas do dia seguinte, o que significou mais de 12 horas sem eletricidade na unidade de saúde. Em 27/08/2024, a Enel CE apresentou defesa. Em 10/01/2024, o Município de Nova Olinda apresentou réplica requerendo a produção de provas documentais e testemunhais. Em 29 de agosto de 2024 foi proferido despacho determinando que as partes indicassem as provas que pretendiam produzir. Em 24 de setembro de 2024 requeremos a produção de prova testemunhal e novos documentos.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não houve decisão de mérito, processo em fase de instrução.
h. estágio do processo	Em fase de instrução
i. chance de perda	Possível: 114.622.664,70
j. análise do impacto em caso de perda	Indenização por danos Morais individuais e coletivos

Processos de natureza ambiental

Em 31 de março de 2025, a Companhia não possuía nenhum processo considerado individualmente relevante de acordo com os critérios adotados.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

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

A Companhia é parte em diversos processos judiciais no desenvolvimento normal de suas atividades. Para os processos descritos no item 4.4 acima, foram provisionados R\$ 310,3 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.

4.6 Processos sigilosos relevantes

4.6. Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados no item 4.4, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos

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

4.7 Outras contingências relevantes

4.7. Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores

PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

O Supremo Tribunal Federal ("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 foram julgados em maio de 2021. O STF confirmou que prevaleceu o entendimento de que deve ser retirado da base das referidas contribuições o ICMS destacado. Os embargos de declaração foram parcialmente acolhidos para modular os efeitos do julgado a partir de 15 de março de 2017, exceto para contribuintes que ingressaram com ações judiciais antes desta data. A decisão transitou em julgado em 9 de setembro de 2021.

A Companhia possuía 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.

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.

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.

Com base na decisão de 13 de maio de 2021 do STF, no tema de repercussão geral e sua melhor estimativa, a Companhia ajustou ativo e passivo considerando o ICMS destacado.

Em 15 de março de 2024, considerando a interpretação dada pelo Parecer Normativo n.º 11/2014 da COSIT/RFB, a Companhia impetrou mandado de segurança a fim de assegurar, após decisão definitiva, o seu direito líquido e certo de compensar todo o crédito de PIS e de COFINS reconhecido pela decisão definitiva no processo sem limitação de tempo. Em maio de 2024, foi proferida sentença julgando integralmente procedente a ação, e a Procuradoria apresentou apelação. Em setembro de 2024 foi dado provimento ao recurso. A Companhia opôs embargos de declaração, o qual foi improvido e, em novembro de 2024, a Companhia apresentou recurso especial e extraordinário ao STJ - Supremo Tribunal de Justiça e STF - Supremo Tribunal Federal.

Em 29 de dezembro foi publicada Medida Provisória 1202/23, regulamentada pela Portaria Normativa do MF n.14 de 5 de janeiro de 2024, alterando a legislação que trata das compensações tributárias, criando limites para utilização de créditos decorrentes de decisão judicial transitada em julgado e prevendo que as compensações poderão ser realizadas inclusive após 5 anos.

A Companhia seguirá adotando os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais e apresentou os cálculos do crédito tributário em atendimento à intimação fiscal da Receita Federal.

Diante do exposto, a Companhia vem efetuando a compensação do ativo com os tributos a pagar de acordo com as previsões legais, inclusive as supracitadas (Medida Provisória 1202/23 e Portaria Normativa MF 14/24). Até 31 de março de 2025, o total compensado pela Companhia foi de R\$ 1.580.129 mil.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

5.1. Em relação aos riscos indicados nos itens 4.1 e 4.3, informar:

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Companhia segue as diretrizes previstas no Sistema de Controles Internos e Gestão de Riscos ("SCIGR"), definido e estruturado pelo Conselho de Administração da Enel SpA ("Enel SpA") e da Enel Américas S.A. ("Enel Américas"), acionistas controladoras indiretas da Companhia ("Controladoras Indiretas"), o qual estabelece as normas para a gestão dos riscos inerentes aos negócios das empresas do grupo. Essas diretrizes são aplicadas nos diferentes níveis da Enel Distribuição Ceará ("Companhia"), abrangendo os processos de identificação, análise, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação dos riscos que a Companhia enfrenta continuamente.

O SCIGR está sujeito à avaliação do Comitê de Controles e Riscos das Controladoras Indiretas, órgão vinculado ao Conselho de Administração das Controladoras Indiretas, que tem por finalidade assessorá-lo na avaliação e tomada decisões relativas aos controles internos, sistema de gestão de riscos, e bem como aquelas relativas à aprovação das demonstrações financeiras periódicas das companhias sob o escopo do SCIGR, incluindo a Companhia.

A Companhia possui uma Política de Controle e Gestão de Riscos formalmente aprovada em reunião do Conselho de Administração da Enel Distribuição Ceará - COELCE - realizada em 28 de novembr de 2024. Essa política as diretrizes estabelecidas pelo SCIGR no contexto da Companhia, promovendo sua adequação às exigências regulatórias e à cultura de riscos local, em conformidade com os princípios e estruturas de governança definidos pelo Grupo Enel.

Adicionalmente, a Companhia adota procedimentos organizacionais abrangentes para a gestão de riscos, que se articulam com políticas corporativas específicas aplicáveis a diferentes categorias de risco e funções do negócio. Dentre essas políticas, destacam-se:

- Política de Gestão de Garantias;
- Política de Controle de Risco de Commodity;
- Política de Controle de Risco de Crédito e Contraparte;
- Política de Controle de Risco Financeiro;
- Política de Cobertura (hedge de taxa de câmbio e de juros);
- Política de Riscos e Oportunidades relacionados às Mudanças Climáticas.

Tais políticas estabelecem limites, métricas e indicadores que são continuamente monitorados, promovendo uma atuação preventiva e tempestiva frente à exposição a riscos materiais.

Além disso, a Companhia conta com um Comitê Local de Riscos no Brasil, que assegura o engajamento da alta liderança nos principais temas de riscos estratégicos, operacionais, financeiros, regulatórios e de conformidade. Esse comitê proporciona uma visão integrada dos riscos atuais e emergentes, promove a coordenação entre a área de Controle de Riscos (*Risk Control Brazil*) e as áreas de negócio responsáveis pelos processos nos quais os riscos se originam, contribuindo para o fortalecimento de uma cultura organizacional orientada à gestão de riscos em todos os níveis da Companhia.

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

i. os riscos para os quais se busca proteção

A Companhia adota uma estrutura padronizada para gestão de riscos com base no catálogo de riscos definido pela Enel SpA, que contempla seis macrocategorias (financeiros, estratégicos, governança e cultura, tecnologia digital, compliance e operacional). São elas:

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- (i) **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;
- (ii) **Estratégicos:** representam os riscos que afetam a estratégia ou continuidade do negócio da Companhia 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;
- (iii) **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;
- (iv) **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;
- (v) **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; e
- (vi) **Operacionais:** representam os riscos da operação decorrentes de processos internos inadequados, falhas sistêmicas na rede e outros eventos de causas externas. Seu monitoramento visa garantir a disponibilidade, qualidade e eficiência dos processos e infraestrutura de distribuição e transmissão.

Adicionalmente, além das macro categorias acima listadas, dentre o conjunto de riscos monitorados relacionados ao meio ambiente e 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. os instrumentos utilizados para proteção

A Companhia adota procedimentos específicos de proteção para cada uma das categorias de risco descritas no item b(i) acima:

- (i) **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 diários 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;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- (ii) **Estratégicos:** são gerenciados pela área de Controle de Riscos através das matrizes de riscos locais, 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 (Unidades de Negócio e “Risk Owners”);
- (iii) **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, incluindo a Companhia, 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;
- (iv) **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 também da Companhia acompanha também as determinações da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e promove a conformidade nas atividades da Companhia;
- (v) **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; e
- (vi) **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 Compliance da Companhia, aprovado pelo Conselho de Administração, que objetiva garantir aderência aos 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. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

Em conformidade com a norma internacional ISO 31000:2018, a área de Controle de Riscos é responsável por identificar de forma preventiva, analisar, avaliar e quantificar os riscos que possam impactar a Companhia, apoiando as áreas de negócio na definição de planos de ação e medidas de mitigação, em conjunto com os respectivos responsáveis pelos riscos (risk owners).

Apesar do modelo descentralizado — no qual cada gestor responde pelos riscos em seus processos —, a área de Controle de Riscos consolida e integra essas informações de forma estruturada, assegurando o alinhamento com as diretrizes de governança do Grupo Enel. Essa abordagem contribui para uma gestão de riscos eficaz, reforça a continuidade operacional e subsidia a tomada de decisões estratégicas.

Dessa forma, a Companhia conta com a seguinte estrutura organizacional:

Conselho de Administração

Cabe ao Conselho de Administração da Companhia revisar e aprovar anualmente a Política de Controle e Gestão de Riscos, bem como supervisionar o processo de gestão de riscos da Companhia.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Comitês de Riscos

A Enel Brasil possui um Comitê de Riscos instituído em todo seu perímetro, que inclui a Companhia e outras subsidiárias, cujos objetivos são: (i) permitir o envolvimento e comprometimento da Alta Administração em relação aos riscos significativos do país; (ii) garantir periodicamente que a Alta Administração tenha uma visão integrada da exposição geral atual e previsível ao risco no perímetro do país; (iii) garantir mecanismos de coordenação apropriados entre a unidade de Controle de Riscos e as estrutura organizacionais responsáveis pelos processos relacionados ao risco; (iv) analisar questões de risco relevantes para o país; e (v) fomentar a cultura na qual o risco seja um fator a ser considerado em todas as decisões e em todos os níveis organizacionais.

Auditoria Interna

Em linha com SCIGR, e com o objetivo de monitorar o cumprimento das políticas internas, inclusive a Política de Controle e Gestão de 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.

Controles Internos

A área de Controles Internos possui a atribuição de assessorar as áreas de negócios (primeira linha de ação) na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos.

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

O SCIGR é estruturado com base no modelo das três linhas de defesa, conforme melhores práticas internacionais. As áreas operacionais e de negócio compõem a primeira linha de defesa, sendo responsáveis pela identificação, avaliação e mitigação dos riscos em seus respectivos processos. A segunda linha é formada pelas áreas de Controle de Riscos e Controles Internos, que apoiam, supervisionam e monitoram o gerenciamento de riscos e a eficácia dos controles implementados. A terceira linha, representada pela Auditoria Interna, atua de forma independente, avaliando a eficácia do SCIGR e reportando-se diretamente ao Conselho de Administração.

A área de Controle de Riscos atua em conformidade com a norma internacional ISO 31000:2018.. Sua atuação é voltada à identificação preventiva, análise, avaliação e quantificação de riscos endógenos e exógenos, com suporte às unidades de negócio na definição de planos de mitigação e ações corretivas, em conjunto com os respectivos proprietários dos riscos (risk owners), visando garantir a continuidade dos negócios e a conformidade com os princípios de governança corporativa adotados pelo Grupo Enel.

A área de Controles Internos segue a metodologia COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) e é responsável pelo monitoramento contínuo da efetividade dos controles, incluindo o atendimento aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley (SOX). Esse processo envolve certificações semestrais dos controles internos, validação por auditoria externa, definição de planos de ação para mitigação de deficiências e o acompanhamento da sua implementação, com reporte à Alta Administração.

Adicionalmente, a Companhia integra o Comitê de Gestão de Crise do Grupo Enel no Brasil, cuja finalidade é assegurar uma resposta rápida, coordenada e eficaz diante de eventos críticos que possam comprometer a segurança de pessoas, a continuidade do serviço público e das operações empresariais, o meio ambiente, os ativos da Companhia, sua reputação e imagem institucional. Esse comitê tem papel estratégico na comunicação com stakeholders e na restauração das condições normais de operação.

O SCIGR é submetido a testes regulares, avaliações e auditorias internas e externas, considerando a evolução das operações, os riscos emergentes e as melhores práticas de mercado, com base em diretrizes internacionais como ISO 31000:2018, COSO, COBIT, entre outras.

5.2 Descrição dos controles internos

5.2. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

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

A 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.

Os processos e controles que impactam as demonstrações financeiras da Companhia são autoavaliados, semestralmente, pelos Control Owners (“executor controle”) e Process Owners (“dono do processo”), e testados por empresa de consultoria independente, para garantir o cumprimento das exigências da Lei Italiana nº 262/05, bem como garantir a eficácia e eficiência de seus processos e controles em linha com as boas práticas de governança corporativa.

Adicionalmente, conforme informado nos itens anteriores, a Companhia possui área de Controles Internos (segunda linha de defesa), que tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócios (primeira linha de defesa) na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos.

A Administração avaliou a eficácia dos controles internos da companhia para assegurar o grau de eficiência dos controles internos adotados na elaboração das demonstrações financeiras, e concluiu que os controles internos são suficientes.

a. as estruturas organizacionais envolvidas

Cada unidade organizacional é responsável pelo gerenciamento primário dos riscos operacionais, documentação suporte e atualização tempestiva dos desenhos de controles para assegurar a suficiência das atividades vigentes na matriz de riscos e controles da Companhia.

A unidade de ICR (*Internal Control Over Reporting*) é responsável pelos processos de Self Assessment (Autoavaliação) e Certificação dos Controles Internos sobre as Demonstrações Financeiras realizados semestralmente. O Conselho de Administração da Companhia é responsável por examinar e submeter à decisão da Assembleia Geral Ordinária as Demonstrações Financeiras ao final de cada exercício social.

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

Os processos e controles que impactam as demonstrações financeiras da Companhia são autoavaliados, semestralmente, pelos *Control Owners* e *Process Owners*, e testados por 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.

5.2 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 a eficiência do controle interno e do sistema de gestão de risco, de forma a contribuir para a realização dos objetivos da Companhia com uma gestão de riscos adequada. O plano de auditoria é aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, sendo também periodicamente reportados os resultados das respectivas auditorias, bem como das evoluções decorrentes das implementações e/ou regularizações dos planos de ação.

d. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Não há deficiências significativas reportadas pelos Auditores Independentes sobre controles internos que impactam a elaboração e divulgação das Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

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

Conforme mencionado no item 5.2 (d), os auditores independentes da Companhia não identificaram deficiências e recomendações consideradas significativas nos controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. Adicionalmente, o relatório das Deficiência de Controles Internos, emitido pelos auditores independentes, é anualmente encaminhado à Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) com os comentários das unidades de negócios responsáveis. A unidade de ICR (Internal Control Over Reporting) monitora os prazos e implementação dos planos de ação proposto ao longo do exercício subsequente.

5.3 Programa de integridade

5.3. Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:

a. se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

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

A Companhia 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 possui um Programa de Compliance ("Programa de Compliance"), formalmente aprovado em reunião do Conselho de Administração, cuja finalidade é garantir a aderência aos requisitos da Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei Anticorrupção"), estabelecendo uma série de medidas preventivas. O Programa de Compliance foi avaliado pelo Ministério da Transparência, Fiscalização e Controle e obteve o reconhecimento de Empresa Pró-Ética nos anos de 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021. Em 2020, o Programa de Compliance foi avaliado para o processo de obtenção da certificação voluntária do sistema de gestão antissuborno, nos termos da norma internacional ISO 37001: 2016, e, nos anos de 2021 e 2022, o órgão certificador, após análises de manutenção realizadas periodicamente, manteve a referida certificação. No ano de 2023, o Sistema de Gestão Antissuborno obteve a recertificação na norma ISO 37001.

Adicionalmente, a Companhia também adota, conforme formalmente aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada em 22/12/2016, o Programa Global de Compliance do Grupo Enel, aplicável para todas as sociedades do Grupo Enel no mundo, o qual se baseia nos requisitos das mais sofisticadas leis anticorrupção do mundo, como FCPA e UK Bribery Act 2010.

Adicionalmente, a Companhia dispõe dos mecanismos e procedimentos de integridade listados a seguir, aplicáveis à todas as empresas do Grupo Enel no Brasil.

Trata-se de mecanismos internos baseados nas melhores práticas de mercado e regulamentos nacionais e internacionais, bem como nos principais documentos da Organização (Programa Global de Compliance, Código de Ética etc.), elaborados em conjunto pelas áreas responsáveis pelos respectivos processos e autorizados/aprovados pela Alta Liderança.

- (i) **Código de Ética:** o Grupo Enel dispõe de um Código de Ética, aplicável a todas as sociedades a ele pertencentes, o qual expressa os compromissos éticos e as 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.
- (ii) **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 da ONU. O Pacto Global é uma iniciativa proposta pela Organização das Nações Unidas para encorajar empresas a adotar políticas de responsabilidade social corporativa e sustentabilidade (<https://www.pactoglobal.org.br/>). Dessa forma, é exigido que seus colaboradores sejam honestos, transparentes e justos no desempenho de suas funções. 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-

5.3 Programa de integridade

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”.

- (iii) **Modelo de Prevenção de Riscos Penais:** o Modelo de Prevenção de Riscos Penais constitui parte integrante do Programa de Compliance (aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada em 22/03/2021), para efeitos da Lei Anticorrupção, 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, à responsabilidade da pessoa jurídica para efeitos da Lei Anticorrupção, e aos riscos de responsabilidade administrativa estabelecidos no Programa Global de Compliance.
- (iv) **Política Antissuborno:** o Grupo Enel dispõe de uma Política Antissuborno, aplicável a todas as sociedades a ele pertencentes, aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 18/02/2020, a qual define os objetivos gerais de prevenção e luta contra a corrupção e suborno, as principais proibições, direcionamentos e responsabilidades.
- (v) **Política de Operações com Pessoas Expostas Politicamente e Pessoas Conexas – PEPPC:** O Grupo Enel dispõe de uma Política de Operações com Pessoas Expostas Politicamente e Pessoas Conexas, atualizada e aprovada pela Alta Liderança em 20/09/2023, a qual define o processo para a realização de atos, contratos ou acordos de qualquer natureza envolvendo qualquer companhia do Grupo Enel, com pessoas expostas politicamente e as conexas com essas últimas.
- (vi) **Política de Conflito de Interesses:** O Grupo Enel dispõe de Política de Conflito de Interesses, atualizada e aprovada pela Alta Liderança em 23.09.2024, a qual estabelece o procedimento de identificação e condutas em situações de conflito de interesses. A referida 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.
- (vii) **Política de Presentes e Hospitalidades:** A Companhia dispõe de Política de Presentes e Hospitalidades, atualizada e aprovada pela Alta Liderança em 01.11.2024, a qual define padrões e limitações sobre a oferta e a aceitação de presentes e hospitalidades, identificando papéis, responsabilidades e métodos de gerenciamento e controle. Nos termos da política em questão, é vedada qualquer forma de presente que possa ser interpretado como algo que exceda as práticas comerciais ou de cortesia normais de mercado, ou de qualquer forma oferecidos com a intenção de receber um tratamento favorecido 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.
- (viii) **Procedimento de Gestão de Doações:** A Companhia adota um procedimento interno de gestão de doações de qualquer natureza em nome da Companhia, 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.
- (ix) **Protocolo de Atuação no Relacionamento com funcionários públicos e autoridades públicas:** o Protocolo de Atuação no Relacionamento com funcionários

5.3 Programa de integridade

públicos e autoridades públicas consiste em um documento anexo ao Código de Ética do Grupo Enel, com o objetivo: (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 supunham vantagens competitivas ilícitas; e (iii) velar pela aplicação dos princípios de transparência e o correto trato nas relações com funcionários públicos e autoridades públicas.

Outras atividades que compõem as atividades do Programa de Compliance:

- (x) **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. Anualmente é realizada a Semana Ética, período em que são reforçadas as principais práticas de controle e combate a corrupção da organização através da realização de eventos diversos, capacitações e comunicações, incluindo atividades para nossos parceiros de negócio.
- (xi) **Atividades de Capacitação:** 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. As atividades de capacitação também incluem a disponibilidade de uma plataforma online com conteúdos de diversos temas.
- (xii) **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, Avenida das Nações Unidas, 14.401, Andar 17º ao 23º, Conjunto 1 ao 4, Torre B1 Aroeira, São Paulo – SP – CEP 04794-000. 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.
- (xiii) **Procedimento Específico para 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 estas contratações dessa natureza, por meio de fluxos específicos de comunicação e aprovação. A fim de 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.
- (xiv) **Declaração de Cumprimento com o Programa de Compliance:** a primeira linha do corpo diretivo (Diretores e Membros do Conselho), semestralmente, assina a declaração de conformidade com o Programa de Global de Compliance, por meio 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.
- (xv) **Due diligence prévia para Contratação de bens e Serviços:** 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 da Companhia. O procedimento consiste em um conjunto de atos investigativos que

5.3 Programa de integridade

devem ser realizados antes de uma contratação para conhecer em detalhes a real situação do terceiro e os riscos envolvidos na transação.

Por fim, a Companhia esclarece que 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 forem identificadas, a matriz de riscos, controles, políticas, procedimentos, práticas e outros componentes destes poderão ser atualizados para garantir sua melhoria contínua.

ii. as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

O monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade fica a cargo da área de Auditoria Interna, a qual conta com um cargo interno formalmente nomeado pelo Conselho de Administração da Companhia, em 21 de fevereiro de 2022, como “Responsável pela Prevenção de Delitos” (correspondente à função de Compliance Officer). Dentre suas principais funções, cabe a Auditoria Interna assessorar o Conselho de Administração na implementação e manutenção do Programa de Compliance da Companhia, bem como o seu monitoramento e atualização, a fim de mitigar os riscos que possam gerar responsabilidade para a Companhia. Adicionalmente, a área de Auditoria Interna é responsável por realizar a análise de riscos e realizar o controle, recebimento e tratamento de denúncias sobre possíveis violações aos normativos éticos do grupo e pela definição do plano de treinamento.

O Responsável pela Prevenção de Delitos deve reportar periodicamente suas principais atividades ao Conselho de Administração, possuindo acesso direto e imediato aos seus membros e membros da alta direção da Companhia no caso de qualquer situação de não cumprimento ou preocupação que possa ocasionar riscos de suborno e/ou corrupção, com autonomia e independência para o exercício de suas funções e para definir iniciativas e monitoramento de controle, bem como acesso a quaisquer informações e documentos necessários para o exercício de suas funções.

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

O Grupo Enel possui um Código de Ética, aprovado pelo Conselho de Administração em 25/10/2021, que dispõe sobre os compromissos éticos e responsabilidades no desempenho das atividades dos negócios do Grupo Enel e de suas operações corporativas que guiam todas as ações da Companhia, estabelecendo orientações de como todos devem interagir com os demais colaboradores da Companhia, parceiros, fornecedores e clientes.

• se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados

O Código de Ética do Grupo Enel, ao qual a Companhia está vinculada, se aplica a todos os seus colaboradores que tenham qualquer vínculo com a Companhia, incluindo membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária e Não Estatutária.

Dentre as orientações estabelecidas, consta a necessidade de se observar as diretrizes do 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.

5.3 Programa de integridade

Os princípios e condições contidos no Código de Ética do Grupo Enel 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.

- **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, que estabelece metodologia para aplicação de medidas disciplinares administrativas estruturadas a fim de apoiar o desenvolvimento.

- **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**

A versão atualizada e vigente do Código de Ética foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia em 25 de outubro de 2021. Cópia do Código de Ética está disponível no site da Companhia (<https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/quemsomos/archive/d2018-comportamento-etico.html>),

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

Telefone:

0800 892 0696

Endereço para envio de Carta para Auditoria Interna da Enel Brasil:

Avenida das Nações Unidas, 14.401, Andar 17º ao 23º, Conjunto 1 ao 4, Torre B1 Aroeira, São Paulo – SP – CEP 04794-000

Endereço Eletrônico do Canal Ético:

<http://www.ethicspoint.com/>

i. se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros

A recepção dos relatos no Canal Ético é conduzida por empresa terceirizada com notória *expertise* no ramo de recebimento de denúncias e filtros de apurações a serem repassados à Auditoria Interna da Companhia, garantindo total isenção no acolhimento das manifestações.

ii. 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.

iii. 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. A Enel estabelece

5.3 Programa de integridade

em seu Código de Ética a proteção aos denunciantes de boa fé contra qualquer tipo de retaliação. A confidencialidade da identidade da pessoa que faz a comunicação também é assegurada, sem prejuízo das obrigações legais.

iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

A gestão, apuração e tratamento das denúncias enviadas ao Canal Ético estão sob responsabilidade da Auditoria Interna da Companhia, que deverá apurar as investigações e, após sua conclusão, delibera as medidas cabíveis para endereçar as ações mitigatórias sobre fragilidades identificadas e junto às áreas responsáveis apoia na definição das medidas disciplinares, quando aplicável.

Adicionalmente, nos termos do item 4.5 do Código de Ética a Auditoria Interna comunica o Presidente do Conselho de Administração e ao Diretor Presidente da Enel Brasil S.A. (acionista controladora direta da Companhia) a respeito das violações e medidas resultantes tomadas.

A depender 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.

c. número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

Nos últimos 3 (três) exercício sociais, não foram confirmados casos envolvendo atos ilícitos praticados contra administração pública, nacional ou estrangeira.

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

Não aplicável, visto que, conforme descrito ao longo deste item, a Companhia possui políticas e diretrizes para identificar e combater desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública.

5.4 Alterações significativas

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

Em relação ao último exercício social, não houve alterações significativas nos principais riscos a que estamos expostos, tampouco há, atualmente, expectativas com relação à redução ou ao aumento relevante na exposição aos principais riscos descritos nos itens 4.1 a 4.3 deste Formulário de Referência.

5.5 Outras informações relevantes

5.5. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

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

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
BANCARD INVERSIONES LIMITADA					
51.185.787/0001-44	Chile	Não	Não	07/11/2024	
Não					
0	0,000	3.359.110	11,277	3.359.110	4,315
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
Preferencial Classe A	3,359,110	11.890	11.277	4.315	
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.					
00.001.180/0001-26	Brasil	Não	Não	12/05/2023	
Não					
27.543	0,057	5.503.530	18,476	5.531.073	7,104
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
Preferencial Classe A	3,970,308	14.053	13.329	5.100	
Preferencial Classe B	1,533,222	99.906	5.147	1.969	
Enel Brasil S.A.					
07.523.555/0001-67	Brasil	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 Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
Preferencial Classe A	10,588,006	37.476	35.545	13.600	
Preferencial Classe B	424	0.028	0.001	0.001	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
FOURTH SAIL DISCOVERY LLC						
33.476.602/0001-79	Estados Unidos	Não	Não	19/04/2024		
Não						
0	0,000	749.500	2,516	749.500	0,963	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
Preferencial Classe A	749,500	2.653	2.516	0.963		
FOURTH SAIL LONG SHORT LLC						
33.591.788/0001-07	Estados Unidos	Não	Não	19/04/2024		
Não						
0	0,000	2.076.000	6,969	2.076.000	2,666	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
Preferencial Classe A	2,076,000	7.348	6.969	2.666		
UNA CAPITAL LTDA						
05.336.089/0001-85	Brasil	Não	Não	13/05/2024		
Não						
0	0,000	2.338.678	7,851	2.338.678	3,004	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
Preferencial Classe A	2,338,678	8.278	7.851	3.004		
AÇÕES EM TESOURARIA						

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
976.149	2,031	5.172.114	17,363	6.148.263	7,897	
TOTAL						
48.067.937	100,000	29.787.362	100,000	77.855.299	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Brasil S.A.				07.523.555/0001-67		
Enel Americas S.A.						
05.717.031/0001-81	Chile	Não	Sim	31/03/2022		
Não						
1.384.194.890	99,667	0	0,000	1.384.194.890	99,667	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						
4.618.298	0,333	0	0,000	4.618.298	0,333	
OUTROS						
2	0,000	0	0,000	2	0,000	
TOTAL						
1.388.813.190	100,000	0	0,000	1.388.813.190	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Americas S.A.				05.717.031/0001-81		
Enel SPA						
	Itália	Não	Não	21/04/2021		
Não						
88.260.048.702	82,271	0	0,000	88.260.048.702	82,271	
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
AÇÕES EM TESOURARIA						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
19.019.840.828	17,729	0	0,000	19.019.840.828	17,729	
TOTAL						
107.279.889.530	100,000	0	0,000	107.279.889.530	100,000	

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enel SPA					
Ministerio de Economia e de Finanças da Itália					
	Itália	Não	Não	31/12/2020	
Não					
2.397.811.465	23,585	0	0,000	2.397.811.465	23,585
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
7.768.868.481	76,415	0	0,000	7.768.868.481	76,415
TOTAL					
10.166.679.946	100,000	0	0,000	10.166.679.946	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Ministerio de Economia e de Finanças da Itália						
AÇÕES EM TESOURARIA						
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	

6.3 Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	29/04/2025
Quantidade acionistas pessoa física	5.458
Quantidade acionistas pessoa jurídica	164
Quantidade investidores institucionais	36

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantidas em tesouraria

Quantidade ordinárias	1.003.692	2,088%
Quantidade preferenciais	19.198.932	64,453%
Total	20.202.624	25,949%

Classe de Ação

Preferencial Classe A	17.664.694	62,524000%
Preferencial Classe B	1.534.238	99,972000%

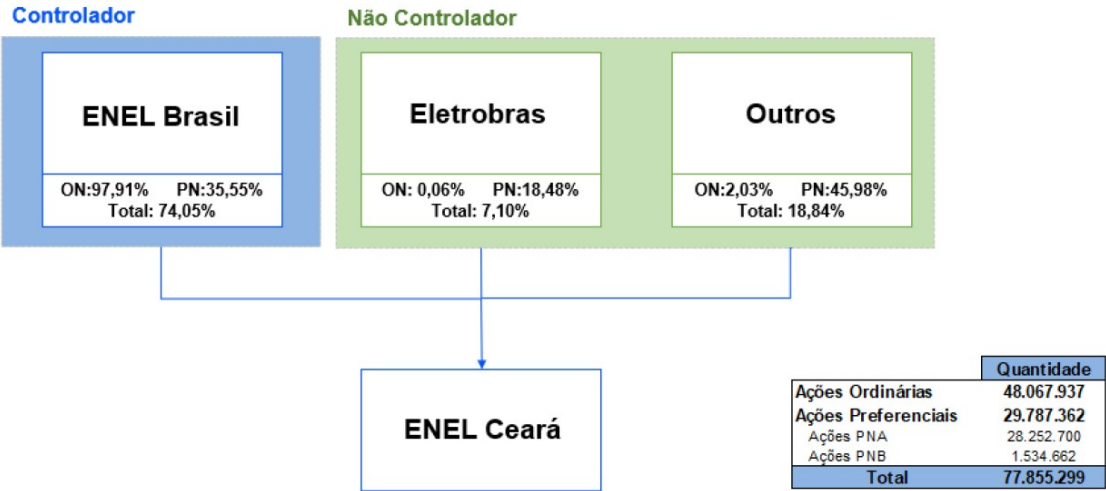
6.4 Participação em sociedades

A Companhia declara que não possui participação em sociedades.

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico

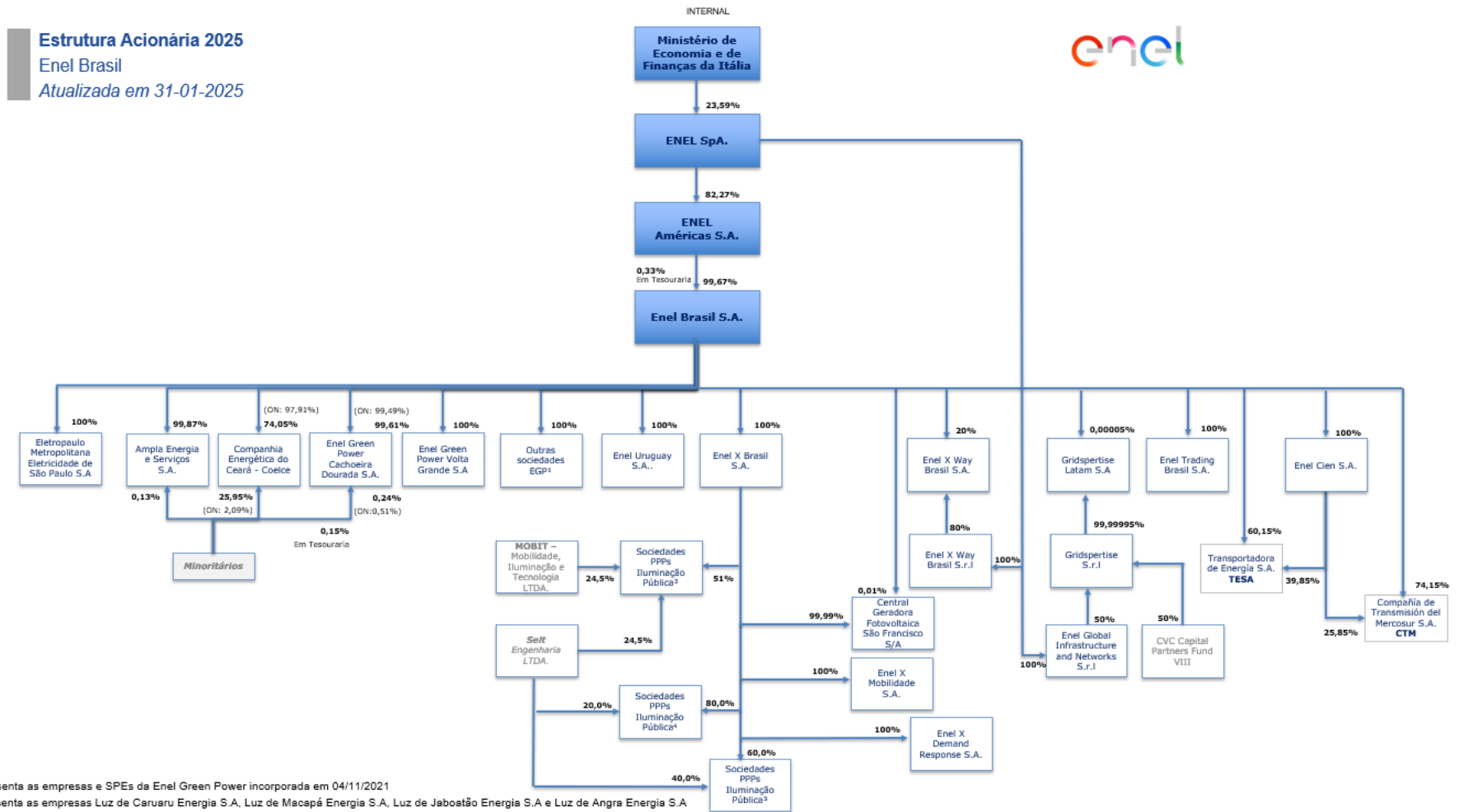
- 6.5. Inserir organograma dos acionistas do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando:
- a. todos os controladores diretos e indiretos e, caso o emissor deseje, os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações

Posição em 31 de dezembro de 2024



- b. principais controladas e coligadas do emissor
- Não aplicável, visto que a Companhia não possui sociedades controladas.
- c. participações do emissor em sociedades do grupo
- Não aplicável, visto que a Companhia não possui participação em sociedade do Grupo.

d. participações de sociedades do grupo no emissor
e. principais sociedades sob controle comum



6.6 Outras informações relevantes

6.6. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a esta seção 6.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

7.1. Descrever as principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal do emissor, identificando:

a. principais características das políticas de indicação e preenchimento de cargos, se houver, e, caso o emissor a divulgue, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado

A Política de Indicação e Avaliação de Administradores, aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de setembro de 2020 (“[Política de Indicação](#)”), tem por objetivo estabelecer as diretrizes e requisitos básicos para a indicação de membros do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal.

As indicações para preenchimento dos cargos de membros do Conselho de Administração e Diretoria 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, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (“[Lei das S.A.](#)”) e na Resolução CVM nº 80 de 29 de março de 2022 (“[Resolução CVM 80](#)”).

Nos termos da Política de Indicação, 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.

Adicionalmente, determina a Política de Indicação que deverão ser avaliados, quando da 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.

O item 4 da Política de Indicação versa sobre os requisitos para indicação dos membros da administração, de forma que, 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.

Ainda, a Política de Indicação e Avaliação de Administradores, estabelece que 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.

Por fim, a Política de Indicação prevê a adoção ou indicação, pela Companhia, de programas de desenvolvimento e treinamento (*induction*) para assegurar que os membros do Conselho de Administração, após a nomeação e durante o curso do mandato, tenham o conhecimento adequado, dentre outros, do setor em que a Companhia atua, do seu negócio, das estruturas organizacionais e do entorno legislativo e regulatório.

A Política de Indicação está disponível para consulta no site da CVM (<https://www.gov.br/cvm/pt-br>) e no site de Relação com Investidores da Companhia (<https://ri.enel.com/publicacoes/politicas-e-codigos>).

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

b. se há mecanismos de avaliação de desempenho, informando, em caso positivo:

i. a periodicidade das avaliações e sua abrangência

Nos termos da Política de Indicação e Avaliação de Administradores, aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 23 de setembro de 2020, o Conselho de Administração realiza, anualmente: a) a avaliação do seu próprio funcionamento como órgão, tamanho e composição (auto avaliação), que a cada 3 (três) anos, deve contar com o apoio de consultores externos; e b) de seus membros individualmente, inclusive Presidente e Secretário.

Caso instalados, os Comitês internos serão avaliados pelo Conselho de Administração anualmente.

Os membros da Diretoria, por sua vez, são avaliados individualmente pelo acionista controlador.

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados nas avaliações

A condução do processo de avaliação do Conselho de Administração e dos Comitês, quando instalados, é de responsabilidade do Conselho de Administração, quando aplicável, será utilizada assessoria externa.

Em relação à metodologia adotada, o processo de avaliação consiste na avaliação, pelo Conselho de Administração, do próprio Conselho de Administração e dos Comitês, quando instalados, enquanto órgãos colegiados.

A Diretoria, por sua vez, é avaliada pela própria governança da empresa em níveis superiores e pelo acionista controlador com base nas metas definidas para cada um dos Diretores 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*, um conjunto de indicadores de negócio, divididos em 4 categorias: Econômica, Financeira, Segurança e Negócio, que tem por objetivo contabilizar os resultados obtidos pelos executivos em comparação as expectativas e necessidades da empresa. O acompanhamento do contrato de gestão acontece mensalmente dentro dos fóruns de performance e, anualmente, é feita uma avaliação completa do nível de alcance dos objetivos e metas da Companhia.

iii. se foram contratados 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.

c. regras de identificação e administração de conflitos de interesses

O Código de Ética do Grupo Enel e as Diretrizes de Governança Corporativa aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 25 de outubro de 2021 e 24 de novembro de 2022, respectivamente, 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 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.

Nos termos do 3.16 do Código de Ética, todos os colaboradores do Grupo Enel deverão evitar situações que possam levar a conflitos de interesse. E, no caso de eventual suspeita de conflito de interesses, o colaborador em questão deverá notificar o seu responsável, que, de acordo com os procedimentos apropriados, informará a Auditoria Interna da Companhia, que examinará a situação e avaliará a existência (ou não) de conflito.

Adicionalmente, o Regimento Interno do Conselho de Administração, aprovado pelo Conselho

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

de Administração em 23 de setembro de 2020, determina que os conselheiros atuarão de forma isenta e não poderão participar das deliberações que envolvam matérias em que 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) possuam 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 adota as orientações constantes na Procedimento organizacional nº 2805, elaborada de acordo com as Diretrizes de Governança Corporativa, e que versa sobre conflito de interesses. O procedimento abrange todos os Administradores e colaboradores das sociedades do Grupo Enel no Brasil, seus fornecedores, prestadores de serviços e parceiros e tem como objetivo estabelecer os critérios gerais de comportamento, com intuito de contribuir na transparência e proteção dos interesses da Companhia, definindo mecanismos para orientar na identificação, declaração e resolução de situações de potencial conflito de interesses.

A Companhia dispõe, também, de Política de Transações entre Partes Relacionadas, formalmente aprovada pelo Conselho de Administração 30 setembro de 2020, a qual estabelece que os Administradores devem reportar ao Conselho de Administração, por meio de seu presidente, qualquer interesse que possam ter, por conta própria ou alheia, em uma operação concreta, especificando a natureza, os termos, a origem e a extensão de tal interesse.

Ainda, em linha com o estabelecido na Lei das S.A., a Política de Transações entre Partes Relacionadas determina que os Administradores não poderão intervir nas operações em que tiverem interesse conflitante com o da Companhia, bem como nas deliberações a respeito da matéria, devendo cientificar o órgão competente sobre seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do Conselho de Administração ou da Diretoria, conforme aplicável, a natureza e extensão do seu interesse, sua abstenção em participar na referida deliberação.

e. se houver, objetivos específicos que o emissor possua com relação à diversidade de gênero, cor ou raça ou outros atributos entre os membros de seus órgãos de administração e de seu conselho fiscal

A Companhia segue as Diretrizes de Governança Corporativa para as companhias abertas do Grupo Enel, aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia que, dentre outros temas, incluem recomendações acerca da composição dos órgãos da administração relacionadas à diversidade de sexo, idade e antiguidade dos membros no cargo. Sempre que possível, deve-se integrar distintas experiências profissionais e gerenciais e habilidades, em conjunto com os pontos de diversidade citados anteriormente.

f. papel dos órgãos de administração na avaliação, gerenciamento e supervisão dos riscos e oportunidades relacionados ao clima

A Companhia possui diversos processos relacionados ao gerenciamento de emissões e impactos ligados a riscos climáticos, em linha com a sua estratégia de desenvolvimento sustentável, com foco em ações e investimentos sociais e ambientais, onde destacam-se os planos de investimentos em qualidade, resiliência da rede, digitalização e eficiência. Tais processos contam com a supervisão e envolvimento da Diretoria e englobam os processos de gestão nos escopos 1, 2 e 3, conforme abaixo:

Escopo 1:

- Gestão da Operação, monitoramento climático e gestão de crises
- Gestão da Manutenção de equipamentos sob pressão
- Gestão do processo de supressão vegetal e podas

Escopo 2:

- Gestão da eficiência Energética (consumo próprio)
- Gestão das perdas técnicas e comerciais

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Escopo 3:

- Gestão de resíduos
- Gestão das emissões nas empresas contratadas (SOT e SOC)
- Gestão de projetos de eficiência energética para clientes cativos (PEE)
- Gestão de viagens

Adicionalmente, no âmbito da melhoria contínua dos processos de gestão, a Companhia informa que existem iniciativas implementadas nesse sentido:

- Inventário das emissões para todas as distribuidoras Enel;

E em curso:

- Revisão do modelo de relacionamento com fornecedores, impulsionando a economia circular

7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Quantidade de membros por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Diretoria	3	7	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	2	7	0	0	2
Conselho de Administração - Suplentes	4	4	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	0	2	0	0	1
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	0	0	3
TOTAL = 35	9	20	0	0	6

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Diretoria	0	7	0	1	0	0	2
Conselho de Administração - Efetivos	1	6	0	0	0	0	4
Conselho de Administração - Suplentes	0	6	0	1	0	0	1
Conselho Fiscal - Efetivos	0	2	0	0	0	0	1
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	0	0	0	0	3
TOTAL = 35	1	21	0	2	0	0	11

Quantidade de membros - Pessoas com Deficiência

	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Diretoria	0	10	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	9	2
Conselho de Administração - Suplentes	0	8	0
Conselho Fiscal - Efetivos	0	2	1
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	3
TOTAL = 35	0	29	6

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

7.2. Em relação especificamente ao conselho de administração, indicar:

a. órgãos e comitês permanentes que se reportem ao conselho de administração

Diretoria Estatutária

À Diretoria Executiva caberá assegurar o funcionamento regular da Companhia, observadas as disposições e os limites previstos no Estatuto Social e as diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração, e será composta por até 11 (onze) diretores, quais sejam: Diretor Presidente, Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes, Diretor de Mercado, Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores, Diretor de Pessoas e Organização, Diretor de Relações Institucionais, Diretor de Comunicação, Diretor de Regulação, Diretor Jurídico e Diretor de Compras.

Auditoria Interna

A Companhia possui uma Auditoria Interna ligada administrativamente à holding Enel Brasil, e com dependência funcional à Enel S.p.A., sediada na Itália, garantindo assim a independência necessária para a condução das suas atribuições. A Auditoria Interna 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 Interna 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 Enel, estão em consonância com a Estrutura Internacional de Práticas Profissionais, que é a base conceitual que organiza as informações oficiais promulgadas pelo The Institute of Internal Auditor 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.

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).

b. de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

Não obstante a Companhia não possua uma política de contratação de serviços de extra-auditoria, o Conselho de Administração da Companhia aprova a nomeação e substituição dos 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.

c. se houver, canais instituídos para que questões críticas relacionadas a temas e práticas ASG e de conformidade cheguem ao conhecimento do conselho de administração

A Companhia disponibiliza um canal de comunicação para o recebimento de denúncias sobre possíveis violações aos princípios do Código de Ética da Companhia, incluindo comportamentos e práticas que possam ser a causa de prejuízos financeiros ou reputacionais para a Companhia.

O Canal Ético é confidencial, está disponível 24 horas por dia, 7 dias por semana, e pode ser utilizado por qualquer parte interessada da Companhia, sejam funcionários, clientes, fornecedores ou representantes da comunidade etc. Para tratamento uniforme no âmbito do Grupo, as manifestações são recebidas por empresa terceirizada, garantindo total isenção no

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

acolhimento das manifestações

O Canal Ético pode ser acessado por meio de plataforma global acessível no site www.enel.ethicspoint.com ou pelo telefone 0800-892-0696.

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 atua na análise sobre os relatos recebidos, após sua conclusão, delibera junto com às demais áreas da empresa sobre as medidas cabíveis para endereçar as ações mitigatórias das fragilidades identificadas e as medidas disciplinares, quando aplicável.

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.

7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal

Funcionamento do conselho fiscal: Não permanente e instalado

Nome	ALAIN ROSOLINO	CPF:	065.642.077-43	Passaporte:		Nacionalidade:	Itália	Profis são:	Economista	Data de Nascimento:	02/12/1978
Experiência Profissional:	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.										

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Administração (Suplente)		29/04/2025	Sim	30/04/2020
Diretoria	16/12/2024	16/12/2027	Outros Diretores	Diretor de Pessoas	16/12/2024		23/09/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome ANA CLAUDIA GONÇALVES REBELLO **CPF:** 011.914.537-58 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Advogada **Data de Nascimento:** 07/10/1971

Experiência Profissional: 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	16/12/2024	16/12/2027	Outros Diretores	Diretora Jurídica	16/12/2024		25/01/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome ANDRE LUIZ AMARAL DOS SANTOS

CPF: 055.028.797-39

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profissão: Contador

Data de Nascimento: 10/08/1982

Experiência Profissional:

André Luiz Amaral dos Santos, brasileiro, casado, graduado em contabilidade, com MBA executivo em Finanças, empregado da Eletrobras, ocupando o cargo de gerente de contabilidade geral e controles da companhia, com 10 anos de experiência em liderança de equipes. Atuou como Conselheiro Fiscal das subsidiárias e investidas da Eletrobras.

André Luiz Amaral dos Santos, não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil ou da superintendência de Seguros Privados, nem qualquer condenação transitada em julgado na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	1 ano	C.F.(Suplent)Eleito p/preferencialistas		29/04/2025	Não	30/04/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome ANNA PAULA HIOTTE
PACHECO **CPF:** 043.007.817-02 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheira **Data de Nascimento:** 05/11/1974

Experiência Profissional: De nacionalidade brasileira, nascida em 05 de novembro de 1974, com graduação em Engenharia de Produção, pela PUC – RJ. Possui, também, pós-graduação em Avaliação de Projetos, pela FGV – RJ; e extensão em Negociação, pela FGV – RJ. Exerceu a função de Head of Regulatory Affair do Grupo Enel Green Power, no período de fevereiro de 2013 a outubro de 2016; ocupou o cargo de Head of Regulatory Affairs Generation and Wholesale Market Brasil e Uruguai e foi membro do Conselho de Administração da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. – CGTF, durante o período de 27 de abril de 2018 a 29 de abril de 2019. Foi Diretora Presidente da Enel Rio até 2024. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Associação Brasileira de Energia Eólica, desde 2016.

Ana Paula ocupa o cargo de Diretora de Regulação do Grupo Enel Brasil e suas subsidiárias. A Sra. Anna Paula Hiotte não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Administração (Suplente)		29/04/2025	Sim	26/04/2021
Diretoria	16/12/2024	16/12/2027	Outros Diretores	Diretoria de Regulação	16/12/2024		16/12/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome ANTONIO CLEBER UCHOA CUNHA **CPF:** 053.637.133-49 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 24/10/1953

Experiência Profissional: É graduado em Engenharia Civil pela Universidade de Fortaleza (UNIFOR). Atualmente atua como Diretor da EMC Participações e Diretor na PSC negócios Imobiliários.

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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	1 ano	C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador		29/04/2025	Sim	27/04/2006

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome ANTONIO CLETO GOMES **CPF:** 136.627.323-00 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Advogado **Data de Nascimento:** 15/06/1960

Experiência Profissional: 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	1 ano	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		29/04/2025	Sim	26/04/2018

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome	ANTONIO SCALA	CPF:	012.767.648-12	Passaporte:		Nacionalidade:	Itália	Profis são:	Administrador	Data de Nascimento:	06/02/1980
------	---------------	------	----------------	-------------	--	----------------	--------	-------------	---------------	---------------------	------------

Experiência Profissional: Possui profunda experiência em negócios de energia em toda a cadeia de valor, tendo ocupado vários cargos em diversos segmentos que vão desde soluções digitais, planejamento e controle, gestão de riscos até gestão geral com total responsabilidade pelo EBITDA. Formou-se em Administração de Empresas em 2002 em Roma. Iniciou sua carreira na Gucci, posteriormente ingressou na McKinsey & Company onde trabalhou por 5 anos com forte foco no mercado de eletricidade e gás e em finanças corporativas. Ingressou no Grupo Enel em 2009, ocupando o cargo de Head of Risk Management até o final de 2023, quando então assumiu o cargo de CEO 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	30/04/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome ARTUR TEIXEIRA NETO **CPF:** 616.987.093-15 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Administrador **Data de Nascimento:** 17/04/1976

Experiência Profissional: 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Administração (Suplente)		29/04/2025	Sim	29/04/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome CHARLES DE CAPDEVILLE **CPF:** 357.710.541-00 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 09/12/1965

Experiência Profissional: 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). 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	16/12/2024	16/12/2027	Outros Diretores	Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes	16/12/2024		24/03/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome FERNANDO AUGUSTO CORREIA CARDOSO FILHO **CPF:** 748.684.893-72 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Advogado **Data de Nascimento:** 11/11/1977

Experiência Profissional: Formado em Direito pela Universidade Federal do Ceará (UFC) em 2000, com especializações em Direito Empresarial e Direito Processual Civil pela Fundação Escola Superior de Advocacia do Ceará (FESAC) e Pós-Graduação Lato Sensu - LL.M em Direito Corporativo pelo IBMEC, realizado em Fortaleza. É sócio-diretor do Escritório de Advocacia Meireles e Freitas Advogados Associados sediado em Fortaleza, Ceará, desde 2004. Com vasta experiência em contencioso estratégico, direito civil, empresarial e contratual, com habilidades em negociações contratuais, análise e elaboração de documentos jurídicos, além de due diligence. É especialista em recuperação de crédito tanto na esfera extrajudicial quanto judicial e possui mais de duas décadas de experiência na área, com pleno conhecimento na legislação pertinente e no Código de Defesa do Consumidor.

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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	1 ano	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		29/04/2025	Sim	30/04/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome FRANCESCO MOLITERNI

CPF: 065.747.317-04

Passaporte:

Nacionalidade: Itália

Profis são: Advogado

Data de Nascimento: 09/07/1971

Experiência Profissional:

Advogado graduado pela Universidade Frederico II, em Nápoles, iniciou sua experiência profissional como oficial do Comando do Carabinieri (Polícia Militar Italiana), tendo posteriormente desenvolvido sua carreira em empresas como Selex (grupo Finmeccanica) nas posições de Industrial Security Manager e Vice President Industrial Security Officer. Posteriormente, na companhia Leonardo, ocupou diversas posições tais como: Vice President Security Officer, Chief Commercial Officer e, mais recentemente como Country Director Brazil e CEO na Join Venture Leonardo. Ingressou no Grupo Enel em 2024 como Diretor Presidente da Enel Rio. O Sr. Francesco não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Administração (Suplente)		29/04/2025	Sim	29/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome FRANCESCO TUTOLI **CPF:** 063.450.997-75 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Itália **Profis são:** Contador Público **Data de Nascimento:** 28/01/1973

Experiência Profissional: Contador público habilitado na Itália, com mais de 20 anos de experiência em Finanças e Planejamento e Controle em vários contextos de negócios da Enel. Destaque para as atuações como como Head de P&C Enel Brasil, CFO da Enel Argentina, Head de P&C South America Renewable Energy com forte atuação no Brasil e Uruguai.

O Sr. Francesco Tutoli não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	16/12/2024	16/12/2027	Diretor Financeiro / Diretor de Relações com Investidores		16/12/2024		25/07/2024
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Vice Presidente Cons. de Administração		29/04/2025	Sim	29/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome FRANCISCO HONÓRIO PINHEIRO ALVES **CPF:** 041.594.383-34 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Advogado **Data de Nascimento:** 06/04/1954

Experiência Profissional: É graduado em Administração de Empresas, Direito e Psicologia, pela Universidade de Fortaleza (Unifor), e pós-graduado em Marketing, pela Escola Superior de Propaganda e Marketing (ESPM). Concluiu o Programa de Gestão Avançada (PGA) pela Fundação Dom Cabral (FDC) e INSEAD, na França. Também pela Fundação Dom Cabral, cursou o Programa de Desenvolvimento de Acionistas (PDA) e o Programa de Desenvolvimento de Conselheiros (PDC), além do Programa de Gestão de Negócios na Era Digital, pela Cornell University, em Nova York.

Foi Presidente da Confederação Nacional de Dirigentes Lojistas (CNDL) e Coordenador da União Nacional das Entidades de Comércio e Serviços (UNECS), entre 2015 e 2018. Foi Presidente da Federação das Câmaras de Dirigentes Lojistas do Ceará (FCDL CE), entre 2009 e 2014, e Presidente da CDL de Fortaleza, entre 2005 e 2009, quando fundou a Faculdade CDL.

Atua como presidente do Supermercado Pinheiro e Conselheiro da Faculdade CDL, da Universidade de Fortaleza (UNIFOR), da Associação Cearense de Supermercados (ACESU) e da Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Ceará (SDE CE). 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		29/04/2025	Sim	18/03/2009

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome GABRIEL NUNES RAMIRES **CPF:** 368.780.418-64 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 08/06/1989

Experiência Profissional: O Sr. Gabriel é responsável pelos investimentos em infraestrutura dos fundos Fourth Sail, e sócio da gestora Tordesilhas. O Sr. Gabriel atua há mais de dez anos analisando empresas do setor de energia e infraestrutura, com atuação em investimentos em toda América Latina. Previamente, trabalhou na gestora Constellation, e no banco Itaú BBA. Formado em Engenharia de Produção pela Escola Politécnica da USP e tem especialização em engenharia econômica pela Universidade de Karlsruhe, na Alemanha.

O Sr. Gabriel declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, à condenação criminal, à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil ou da Superintendência de Seguros Privados e à condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		29/04/2025	Não	09/01/2024

Nome GUILHERME GOMES LENCASTRE

CPF: 045.340.147-32

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Engenheiro de Produção

Data de Nascimento: 17/08/1972

Experiência Profissional:

De nacionalidade brasileira, nascido em 17/08/1972, com formação em Engenharia de Produção - Civil pela Pontifícia da Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), 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. Foi Diretor de Desenvolvimento de Negócios até 2018 e Diretor de Infra-Estrutura e Redes da Enel Brasil até 2021. Foi Presidente do Conselho de Administração da Enel Brasil, Ampla, Coelce e Eletropaulo e, desde junho de 2024 exerce a função de Diretor-Presidente da Eletropaulo.

O Sr. Guilherme Lencastre não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Administração (Suplente)		29/04/2025	Sim	29/04/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome JOÃO FRANCISCO LANDIM TAVARES **CPF:** 112.869.203-10 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 15/02/1958

Experiência Profissional: 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Outros Conselheiros	Conselho de Adm. Representante dos empregados e aposentadores (Efetivo)	29/04/2025	Sim	29/04/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome JORGE PARENTE FROTA JUNIOR **CPF:** 001.841.793-00 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Economista **Data de Nascimento:** 25/05/1945

Experiência Profissional: Graduado em Economia pela Faculdade de Ciências Econômicas e Administrativas da Universidade Federal do Ceará – UFC. Foi Presidente do CIC – Centro Industrial do Ceará, em 1996-1997. Presidente da FIEC- Federação das Indústrias do Estado do Ceará, por dois mandatos, 1999-2006. Presidente do Conselho Deliberativo do SEBRAE/CE, de 2009 a 2010. Foi Membro do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia do MC&T, de 2003 a 2008. Também Membro do Conselho Superior da CAPES (Comissão de Aperfeiçoamento dos Professores do Ensino Superior) - Ministério da Educação, 2001-2007. Vice- Presidente da Confederação Nacional da Indústria – CNI. Atualmente ocupa os cargos de Sócio-Conselheiro da ALVOAR Lácteos e Conselheiro da ENEL- Companhia Energética do Ceará, desde 1999, até hoje.

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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	1 ano	Pres. C.F.Eleito p/Controlador		29/04/2025	Sim	24/07/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome JOSÉ NUNES DE ALMEIDA NETO **CPF:** 116.258.723-72 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 15/12/1955

Experiência Profissional: 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 de 2015 a 2024, assumiu a Diretoria de Relações Institucionais do Grupo Enel no Brasil. Desde 2024, atua como Diretor-Presidente da Coelce.

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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	29/04/2003
Diretoria	16/12/2024	16/12/2027	Diretor Presidente / Superintendente		16/12/2024		04/04/2024
Diretoria	16/12/2024	16/12/2027	Outros Diretores	Diretor de Relações Institucionais e Diretor de Comunicação	16/12/2024		16/12/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome LUIZ FLAVIO XAVIER DE SÁ **CPF:** 221.355.778-04 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro Elétrico **Data de Nascimento:** 15/05/1980

Experiência Profissional: 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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	16/12/2024	16/12/2027	Outros Diretores	Diretor de Mercado	16/12/2024		23/11/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

Nome MARCO FADDA

CPF: 121.173.281-99

Passaporte:

Nacionalidade: Itália

Profissão: Administrador

Data de Nascimento: 28/10/1972

Experiência Profissional:

O Sr. Fadda ingressou no Grupo Enel em 1999 como Controller da Enel Trade, cargo que ocupou até 2003, quando se tornou Controller de Gestão de Energia na Enel Produzione. Posteriormente, em 2009, assumiu a posição de Gerente de Planejamento e Controle da Divisão de Geração e Gestão de Energia, na mesma empresa. Em 2013, mudou-se para Santiago do Chile para trabalhar como chefe de Planejamento e Controle para a América Latina na empresa atualmente conhecida como Enel Américas. Em 2017, retornou à Itália para assumir a responsabilidade como chefe do departamento global de Planejamento e Controle de Energias Renováveis, e desde 2019 ocupa a mesma posição para o departamento global de Infraestrutura e Redes.

O Sr. Marco não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Presidente do Conselho de Administração		29/04/2025	Sim	29/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome MARCOS JOSÉ LOPES

CPF: 089.108.327-89

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Contador

Data de Nascimento: 27/03/1981

Experiência Profissional:

Marcos José Lopes, brasileiro, casado, graduado em contabilidade, com MBA em contabilidade financeira, empregado da Eletrobras, ocupando o cargo de diretor da contabilidade da companhia, com 12 anos de experiência em liderança de equipes. Atuou como Conselheiro Fiscal das subsidiárias e investidas da Eletrobras.

Marcos José Lopes, não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil ou da superintendência de Seguros Privados, nem qualquer condenação transitada em julgado na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	29/04/2025	1 anos	C.F.(Efetivo)Eleito p/preferencialistas		29/04/2025	Não	30/04/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome MARJA OZOLINS DOS SANTOS **CPF:** 286.842.398-14 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Advogada **Data de Nascimento:** 18/05/1979

Experiência Profissional: Advogada graduada pela Pontifícia Universidade Católica (PUC), em 2002. Após experiência em escritório de advocacia, ingressou no setor elétrico como advogada corporativa em 2005, acumulando mais de 20 anos de experiência em contencioso estratégico envolvendo distribuição e geração de Energia Elétrica. Ocupou posições como responsável em diversas áreas jurídicas, incluindo cível, criminal, ambiental, imobiliário e trabalhista. Atualmente, é a responsável pela unidade Brasil de Significant Litigations, que tem a função liderar a estratégia e gestão do contencioso estratégico relevante do Grupo Enel no Brasil, envolvendo distribuição, geração e comercialização. A Sra. Marja não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Administração (Efetivo)		29/04/2025	Sim	29/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome MICHELLE RODRIGUES NOGUEIRA **CPF:** 069.485.857-95 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Contadora **Data de Nascimento:** 15/09/1977

Experiência Profissional: 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.

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.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	29/04/2025	Ate AGO 2028	Conselho de Administração (Suplente)		29/04/2025	Sim	29/04/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

7.4 Composição dos comitês

Nome: EUGENIO BELINCHÓN GUETO

CPF: 717.604.471-61

Passaporte:

Nacionalidade: Espanha

Profissão: Economista

Data de Nascimento: 05/08/1976

Experiência Profissional:

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.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria não Estatuário	Presidente do Comitê	21/02/2022	não há			21/02/2022	21/02/2022

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	Não há

7.5 Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há.

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	

Exercício Social 31/12/2024

Administrador do Emissor

ALAIN ROSOLINO	065.642.077-43	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Pessoas e Organização e Conselheiro de Administração Suplente	N/A	Estrangeiro(a) - Itália	

Pessoa Relacionada

ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Pessoas e Organização	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

Administrador do Emissor

ANA CLAUDIA GONÇALVES REBELLO	011.914.537-58	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Jurídico	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Conselheiro de Administração Titular	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	
<u>Administrador do Emissor</u>			
ANNA PAULA HIOTTE PACHECO	043.007.817-02	Subordinação	Controlador Direto
Diretora de Regulação e Conselheiro de Administração Suplente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretora de Regulação	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
ANTONIO SCALA	012.767.648-12	Subordinação	Controlador Direto
Conselheiro de Administração Titular	N/A	Estrangeiro(a) - Itália	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Conselheiro de Administração Titular, Diretor-Presidente, Diretor de Relações Externas e Sustentabilidade (interino)	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	
Administrador do Emissor			
FRANCESCO MOLITERNI	065.747.317-04	Subordinação	Controlador Direto
Conselheiro de Administração Suplente	N/A	Estrangeiro(a) - Itália	
Pessoa Relacionada			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Conselheiro de Administração Titular	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
Administrador do Emissor			
FRANCESCO TUTOLI	063.450.997-75	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores e Vice-Presidente do Conselho de Administração	N/A	Estrangeiro(a) - Itália	
Pessoa Relacionada			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor Administrativo, Financeiro e de Planejamento e Controle e Vice-Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	
<u>Administrador do Emissor</u>			
GUILHERME GOMES LENCASTRE	045.340.147-32	Subordinação	Controlador Direto
Conselheiro de Administração Suplente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Conselheiro de Administração Titular	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
JOSÉ NUNES DE ALMEIDA NETO	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Conselheiro de Administração Titular, Diretor-Presidente, Diretor de Relações Institucionais e Comunicação (interino)	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Conselheiro de Administração Titular	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	
<u>Administrador do Emissor</u>			
MARCO FADDA	121.173.281-99	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Estrangeiro(a) - Itália	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Conselheiro de Administração Titular e Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
MARJA OZOLINS DOS SANTOS	286.842.398-14	Subordinação	Controlador Direto
Conselheiro de Administração Titular	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor Jurídico	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	

Exercício Social 31/12/2023

Administrador do Emissor

ALAIN ROSOLINO
Diretor de Pessoas e Organização e Conselheiro de Administração Suplente

065.642.077-43
N/A

Subordinação
Brasileiro(a) - Brasil

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

ENEL BRASIL S.A.
Diretor de Pessoas e Organização

07.523.555/0001-67
N/A

Brasileiro(a) - Brasil

Observação

Administrador do Emissor

ANNA PAULA HIOTTE PACHECO
Conselheiro de Administração Suplente

043.007.817-02
N/A

Subordinação
Brasileiro(a) - Brasil

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

ENEL BRASIL S.A.
Diretor de Regulação

07.523.555/0001-67
N/A

Brasileiro(a) - Brasil

Observação

Administrador do Emissor

GUILHERME GOMES LENCASTRE
Presidente do Conselho de Administração

045.340.147-32
N/A

Subordinação
Brasileiro(a) - Brasil

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

ENEL BRASIL S.A.
Presidente do Conselho de Administração

07.523.555/0001-67
N/A

Brasileiro(a) - Brasil

Observação

Administrador do Emissor

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	
ANTONIO SCALA	012.767.648-12	Subordinação	Controlador Direto
Conselheiro de Administração Titular	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor-Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			
Eleito como Diretor Presidente na Enel Brasil em 03/01/2024 e Conselheiro de Administração da Coelce em 30/04/2024.			

Exercício Social 31/12/2022

<u>Administrador do Emissor</u>			
ALAIN ROSOLINO	065.642.077-43	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Pessoas e Organização e Conselheiro de Administração Suplente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Pessoas e Organização	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
GUILHERME GOMES LENCASTRE	045.340.147-32	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	Passaporte	Nacionalidade	
<u>Administrador do Emissor</u>			
ANNA PAULA HIOTTE PACHECO	043.007.817-02	Subordinação	Controlador Direto
Conselheiro de Administração Suplente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ENEL BRASIL S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretora de Regulação	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
<u>Observação</u>			

7.7 Acordos/seguros de administradores

7.7. Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções

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 indenizados 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 2025, e tem um prêmio líquido pago no valor de R\$ 76.939,08. 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.

7.8 Outras informações relevantes

7.8. Fornecer outras informações que o emissor julgue 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 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.
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	25/04/2023	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Extraordinária	09/01/2024	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	30/04/2024	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.
Assembleia Geral Extraordinária	10/12/2024	Acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito de voto.

- Item 7.1, letra d

Em relação às tabelas estruturadas do item 7.1 letra d, o campo “Prefere Não Responder” engloba, além das respostas dos membros da Administração que optaram por não ter suas informações declaradas em tais indicadores, também os membros da Administração que não responderam a atualização cadastral realizada pela Companhia, até o momento.

8.1 Política ou prática de remuneração

8.1. Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A Companhia nota que, embora não possua uma política de remuneração formalmente aprovada, adota práticas de remuneração em linha com o previsto na legislação aplicável e orientações gerais do grupo Enel. Adicionalmente, as práticas de remuneração são estipuladas considerando, para cada cargo, conhecimentos exigidos, complexidade e das atividades e resultados específicos.

As práticas de remuneração se aplicam aos Diretores Estatutários, Diretores não Estatutários, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal e aos demais colaboradores da Companhia.

Em linha com o disposto no artigo 152 da Lei das S.A., a aprovação da remuneração global e individual da Diretoria Estatutária e do Conselho de Administração é de competência da Assembleia Geral.

Adicionalmente, a Companhia nota que a remuneração do Conselho Fiscal observará o previsto na legislação aplicável.

b. práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:

i. os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam

O processo decisório relacionado às práticas de remuneração dos administradores da Companhia é de responsabilidade da Assembleia Geral.

ii. critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos

A remuneração da Companhia segue as práticas com base em pesquisas de mercado e alinhamentos ao grupo. A Companhia Energética do Ceará visa atrair e reter profissionais competentes e qualificados para as funções previstas.

Para a definição dos valores alvos de remuneração individual, seja ela variável ou fixa, a Companhia utiliza uma metodologia que mensura a importância e a complexidade dos trabalhos relativos aos resultados esperados para o determinado cargo. Além disso, 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.

As pesquisas são realizadas por consultorias certificadas e reconhecidas. A coordenação do processo de análise e aplicação dos resultados práticos internamente é realizada pela área de pessoas e organização.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui política de remuneração formalmente aprovada.

8.1 Política ou prática de remuneração

c. composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos diversos elementos que compõem a remuneração, incluindo, em relação a cada um deles:

Conselho de Administração

Remuneração Fixa:

Os membros do Conselho de Administração fazem jus a remuneração fixa mensal, cujo valor tem como objetivo reconhecer o valor do tempo e dedicação dos respectivos conselheiros, com base em suas contribuições na realização de seus serviços para o melhor desempenho e o crescimento dos negócios da Companhia.

Diretoria Estatutária

Remuneração Fixa:

Salário nominal, também definido como a remuneração fixa, pago mensalmente pela posição que ocupam, cuja fixação, pela Assembleia Geral leva em consideração 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:

A remuneração variável dos Diretores Estatutários consiste no pagamento de bônus de curto prazo (pago anualmente) e bônus de longo prazo (pagamento em 3 anos e elegibilidade conforme definido em regulamento interno da companhia), com base em metas corporativas e individuais, e tem por objetivo compartilhar os riscos e os resultados do negócio com os Diretores Estatutários, alinhando os interesses da estratégia da Companhia aos de seus Diretores, e reconhecer seu desempenho ao longo do ano.

Benefícios:

A Companhia oferece à seus Diretores Estatutários 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, com objetivo de atender às práticas usualmente vistas em empresas no mercado em geral.

Diretoria Não Estatutária

Remuneração Fixa:

Salário nominal, também definido como a remuneração fixa, pago mensalmente pela posição que ocupam, cuja fixação, pela Assembleia Geral leva em consideração 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:

A remuneração variável dos Diretores não Estatutários consiste no pagamento de bônus de curto prazo pago anualmente com base em metas corporativas e individuais, e tem por objetivo compartilhar os riscos e os resultados do negócio com os Diretores não Estatutários, alinhando os interesses da estratégia da Companhia aos de seus Diretores, e reconhecer seu desempenho ao longo do ano.

Benefícios:

A Companhia oferece aos seus Diretores não Estatutários 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, com objetivo de atender às práticas usualmente vistas em empresas no mercado em geral.

Conselho Fiscal

Os membros do Conselho de Administração fazem jus a remuneração fixa mensal, cujo valor tem como objetivo reconhecer o valor do tempo e dedicação dos respectivos conselheiros, com base em suas contribuições na realização de seus serviços para o melhor desempenho e o crescimento dos negócios da Companhia.

A remuneração do Conselho Fiscal observa os requisitos legais aplicáveis.

8.1 Política ou prática de remuneração

Comitês

A Companhia não possui comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração instalados. Quando instalados, caberá ao Conselho de Administração definir a composição da remuneração dos órgãos.

- sua proporção na remuneração total nos 3 (três) últimos exercícios sociais**

Para a Diretoria Estatutária da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

Diretoria Estatutária	Exercício social encerrado 31 de dezembro		
	2024	2023	2022
Salário Base/ Pro Labore	65%	61%	61%
Bônus	33%	37%	37%
Benefícios Diretos e Indiretos	2%	2%	3%
Outros	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

Para a Diretoria Não Estatutária da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

Diretoria Não Estatutária	Exercício social encerrado 31 de dezembro		
	2024	2023	2022
Remuneração fixa	78%	77%	77%
Remuneração variável	19%	20%	20%
Benefícios	3%	3%	3%
Total	100%	100%	100%

Conselho de Administração	Exercício social encerrado 31 de dezembro		
	2024	2023	2022
Remuneração por Participação em Reuniões	0%	0%	0%
Salário Base	100%	100%	100%
Total	100%	100%	100%

Conselho Fiscal	Exercício social encerrado 31 de dezembro		
	2024	2023	2022
Remuneração por Participação em Reuniões	0%	0%	0%
Salário Base	100%	100%	100%
Total	100%	100%	100%

8.1 Política ou prática de remuneração

A Companhia não possui comitês instalados ou estruturas organizacionais assemelhadas da Companhia, mesmo que não estatutários, que remunerem seus membros.

- **sua metodologia de cálculo e de reajuste**

Para a Diretoria Estatutária, não estatutária e conselhos de Administração e Fiscal, a metodologia de cálculo para o reajuste da remuneração é proposta pela Diretoria de Pessoas e Organização seguindo práticas do acionista controlador, considerando os índices de inflação do ano anterior, o posicionamento do profissional no mercado, a equidade interna e o desempenho do executivo.

Adicionalmente a Companhia realiza periodicamente pesquisas salariais para garantir alinhamento com as melhores referências de mercado disponíveis e para manter a competitividade de sua estratégia de remuneração fixa e variável de curto e longo prazo. Estas pesquisas consideram amostra de empresas de porte semelhante ao da Companhia.

- **principais indicadores de desempenho nele levados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ASG**

A remuneração variável da Diretoria Estatutária, Diretoria não Estatutária é baseada em indicadores de desempenho de cunho econômico-financeiro relacionados à lucratividade do negócio da Companhia, medido por exemplo através do EBIT (lucro antes de juros e imposto de renda) e lucro líquido; geração de caixa, através do fluxo de caixa operacional (FFO) e o nível de despesas operacionais (OPEX), entre outros.

Ademais, na definição da remuneração variável da Diretoria Estatutária e da Diretoria não Estatutária, também são considerados aspectos relacionados à métricas ASG, tais como indicadores relacionados à segurança do trabalho, que abrange tópicos como frequência de acidentes de trabalho e ocorrências de fatalidades, em conformidade com indicadores incluídos no framework do GRI (Global Reporting Initiative).

A Companhia nota que, indicadores referentes à projetos específicos relacionados as áreas de atuação dos Diretores Estatutários também podem vir a compor a respectiva remuneração variável. Tais indicadores compõem o MBO (Management by Objectives) da Companhia. De acordo com o conceito deste programa, cada indicador de desempenho possui uma meta específica, onde existe um percentual mínimo de atingimento.

As metas individuais são definidas a nível global e desdobradas para os membros da Diretoria Estatutária, não estatutária. Os indicadores de desempenho são verificados através do acompanhamento de assuntos correlatos, no mínimo bimestralmente, quando ocorre a Reunião do Conselho de Administração presidida pela Diretoria Estatutária. A avaliação de atingimento é realizada anualmente pela Holding do Grupo.

ii. razões que justificam a composição da remuneração

Os elementos que compõem a remuneração levam em conta as práticas de mercado, legislação e diretrizes do acionista controlador, a fim de garantir maior atratividade e retenção de renomados administradores para a Companhia. 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.

iii.a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais e no exercício social corrente, os membros do Conselho de Administração que são indicados pelo controlador da Companhia renunciaram integralmente ao recebimento de remuneração relativa ao exercício de suas funções na Companhia.

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

Parte da Diretoria da Companhia possui remuneração (fixa e variável) suportada pelo acionista controlador.

e. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Não aplicável, tendo em vista que não há remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de eventos societários.

8.2 Remuneração total por órgão

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2025 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	9,00	9,00	3,00	21,00
Nº de membros remunerados	3,00	9,00	3,00	15,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	448.200,00	7.739.434,82	303.278,56	8.490.913,38
Benefícios direto e indireto	0,00	1.806.968,88	0,00	1.806.968,88
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	2.181.436,34	0,00	2.181.436,34
Descrição de outras remunerações fixas		Encargos - INSS		
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	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	5.930.374,48	0,00	5.930.374,48
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	448.200,00	17.658.214,52	303.278,56	18.409.693,08

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2024 - 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	4,00	3,00	10,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	360.000,00	2.319.561,77	243.597,24	2.923.159,01
Benefícios direto e indireto	0,00	59.129,08	0,00	59.129,08
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	699.699,85	0,00	699.699,85
Descrição de outras remunerações fixas		Encargos - INSS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	959.995,32	0,00	959.995,32
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	47.726,67	0,00	47.726,67
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	360.000,00	4.086.112,69	243.597,24	4.689.709,93

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2023 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	9,00	11,00	3,00	23,00
Nº de membros remunerados	2,00	3,00	3,00	8,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	240.926,00	3.041.073,22	243.597,24	3.525.596,46
Benefícios direto e indireto	0,00	123.564,12	0,00	123.564,12
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.569.122,85	0,00	1.569.122,85
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	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	240.926,00	4.733.760,19	243.597,24	5.218.283,43

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2022 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,00	10,75	3,00	21,75
Nº de membros remunerados	2,00	4,00	3,00	9,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	341.980,61	3.567.041,72	0,00	3.909.022,33
Benefícios direto e indireto	0,00	119.002,71	0,00	119.002,71
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.200.658,77	0,00	2.200.658,77
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	243.597,24	243.597,24
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	341.980,61	5.886.703,20	243.597,24	6.472.281,05

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	9,00	9,00	3,00	21,00
N° de membros remunerados	0,00	9,00	0,00	9,00
Esclarecimento	A remuneração do Conselho de Administração da Companhia não possui elementos relacionados a remuneração variável, apenas remuneração fixa.		A remuneração do Conselho Fiscal da Companhia não possui elementos relacionados a remuneração variável.	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	7116449,38	0,00	7.116.449,38
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	5930374,48	0,00	5.930.374,48
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	9,00	10,00	3,00	22,00
N° de membros remunerados	0,00	10,00	0,00	10,00
Esclarecimento	A remuneração do Conselho de Administração da Companhia não possui elementos relacionados a remuneração variável, apenas remuneração fixa.		A remuneração do Conselho Fiscal da Companhia não possui elementos relacionados a remuneração variável.	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	7776361,21	0,00	7.776.361,21
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	6480301,01	0,00	6.480.301,01
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	9,00	11,00	3,00	23,00
N° de membros remunerados	0,00	3,00	0,00	3,00

Esclarecimento	A remuneração do Conselho de Administração da Companhia não possui elementos relacionados a remuneração variável, apenas remuneração fixa.		A remuneração do Conselho Fiscal da Companhia não possui elementos relacionados a remuneração variável.	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	1569122,85	0,00	1.569.122,85
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	1300405,15	0,00	1.300.405,15
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	1569122,85	0,00	1.569.122,85
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,00	10,75	3,00	21,75
Nº de membros remunerados	0,00	4,00	0,00	4,00
Esclarecimento	A remuneração do Conselho de Administração da Companhia não possui elementos relacionados a remuneração variável, apenas remuneração fixa.		A remuneração do Conselho Fiscal da Companhia não possui elementos relacionados a remuneração variável.	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	2244671,95	0,00	2.244.671,95
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	1870559,96	0,00	1.870.559,96
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	2200658,77	0,00	2.200.658,77
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

8.4. Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possuía, no último exercício social e, atualmente, não possui, plano de remuneração baseado em ações.

8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possuía, nos últimos 3 (três) exercícios sociais e, atualmente, não possui, plano de remuneração baseado em ações.

8.6 Outorga de opções de compra de ações

8.6. Em relação à cada outorga de opções de compra de ações realizada nos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possuía, nos últimos 3 (três) exercícios sociais e, atualmente, não possui, plano de remuneração baseado em ações.

8.7 Opções em aberto

8.7. Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possuía, no último exercício social plano de remuneração baseado em ações.

8.8 Opções exercidas e ações entregues

8.8. Em relação às opções exercidas relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possuía, nos últimos 3 (três) exercícios sociais plano de remuneração baseado em ações.

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

8.9. Em relação à remuneração baseada em ações, sob a forma de ações a serem entregues diretamente aos beneficiários, reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possuía, nos últimos 3 (três) exercícios sociais e, atualmente, não possui, plano de remuneração baseado em ações.

8.10 Outorga de ações

8.10. Em relação à cada outorga de ações realizada nos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possuía, nos últimos 3 (três) exercícios sociais e, atualmente, não possui, plano de remuneração baseado em ações.

8.11 Ações entregues

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possuía, nos últimos 3 (três) exercícios sociais e, atualmente, não possui, plano de remuneração baseado em ações.

8.12 Precificação das ações/opções

8.12. Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 8.5 a 8.11, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando, no mínimo:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possuía, nos últimos 3 (três) exercícios sociais e, atualmente, não possui, plano de remuneração baseado em ações.

8.13 Participações detidas por órgão

8.13. Informar a quantidade de ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos, no Brasil ou no exterior, pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, que sejam detidas por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão.

	31 de dezembro de 2023		
	Conselho de Administração*	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
De Emissão da Própria Companhia			
Ações Ordinárias	0	0	0
Ações Preferenciais Classe A	3	0	1
Ações Preferenciais Classe B	0	0	0

* Para o Conselho de Administração se considera tanto os membros efetivos como os suplentes

8.14 Planos de previdência

8.14. Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornece as seguintes informações em forma de tabela:

Exercício social findo em 31/12/2024		
a) Órgão	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração
b) Número de membros	10	9
c) Número de membros remunerados	4	3
d) Nome do plano	Plano de Benefícios Definidos – Plano BD e Plano de Contribuição Definida – Plano CD	N/A
e) Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	1,00	N/A
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.	N/A
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	-	N/A
h) Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$664.678,63	N/A
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).	N/A

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Nº de membros	10,00	11,00	10,75	9,00	9,00	8,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	4,00	3,00	4,00	3,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneraçãoReal	1.994.841,19	2.185.785,25	2.532.205,89	120.000,00	120.926,00	170.990,31	107.970,75	81.199,08	58.367,04
Valor da menor remuneraçãoReal	334.543,86	1.256.794,90	1.322.558,36	120.000,00	120.000,00	170.990,31	107.970,75	81.199,08	58.367,04
Valor médio da remuneraçãoReal	1.021.528,17	1.886.236,48	1.471.675,80	120.000,00	120.463,00	170.990,31	107.970,75	81.199,08	58.367,04

Observações e esclarecimentos

	Diretoria Estatutária	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2023	Conselho Fiscal: A maior remuneração do Conselho Fiscal foi percebida sem qualquer exclusão. O valor da menor remuneração anual individual do Conselho Fiscal foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado dos exercícios com exclusão dos membros do respectivo órgão que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho Fiscal dividido pelo número de membros remunerados informado no item 8.2 acima.	
31/12/2022	Diretoria Estatutária: A maior remuneração da Diretoria foi percebida sem qualquer exclusão. O valor da menor remuneração anual individual da Diretoria foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado dos exercícios com exclusão dos membros do respectivo órgão que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros da Diretoria dividido pelo número de membros remunerados informado no item 8.2 acima.	

	Conselho de Administração	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2023	Conselho Fiscal: A maior remuneração do Conselho Fiscal foi percebida sem qualquer exclusão. O valor da menor remuneração anual individual do Conselho Fiscal foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado dos exercícios com exclusão dos membros do respectivo órgão que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho Fiscal dividido pelo número de membros remunerados informado no item 8.2 acima.	
31/12/2022	Conselho de Administração: A maior remuneração do Conselho de Administração foi percebida sem qualquer exclusão. O valor da menor remuneração anual individual do Conselho de Administração foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado dos exercícios com exclusão dos membros do respectivo órgão que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho de Administração dividido pelo número de membros remunerados informado no item 8.2 acima.	

	Conselho Fiscal	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2023	Conselho Fiscal: A maior remuneração do Conselho Fiscal foi percebida sem qualquer exclusão. O valor da menor remuneração anual individual do Conselho Fiscal foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado dos exercícios com exclusão dos membros do respectivo órgão que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho Fiscal dividido pelo número de membros remunerados informado no item 8.2 acima.	
31/12/2022	Conselho Fiscal: A maior remuneração do Conselho Fiscal foi percebida sem qualquer exclusão. O valor da menor remuneração anual individual do Conselho Fiscal foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado dos exercícios com exclusão dos membros do respectivo órgão que tenham exercido o cargo por menos de 12 meses. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho Fiscal dividido pelo número de membros remunerados informado no item 8.2 acima.	

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

8.16. Descrever arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, indicando quais as consequências financeiras para o emissor

A Companhia não possui arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração e/ou indenização para administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração

8.17. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

Órgão	Exercício 2022	Exercício 2023	Exercício 2024	Exercício corrente
Diretoria Estatutária	63%	22%	28%	0%
Conselho de Administração	0%	0%	0%	0%
Conselho Fiscal	0%	0%	0%	0%

8.18 Remuneração - Outras funções

8.18. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não aplicável, tendo em vista que não houve, nos 3 últimos exercícios sociais, e não há previsão, para o exercício social corrente, de nenhum pagamento aos administradores decorrentes de serviços prestados que divergem das funções por eles ocupadas.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

8.19. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

Não houve, nos 3 últimos exercícios sociais, valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controlada da Companhia, como remuneração de membros do Conselho Fiscal, bem como não há previsão para o exercício social corrente.

Os valores indicados referem-se a remuneração paga a Diretores Estatutários e Conselheiros de Administração por controladores diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, pelo exercício de cargo de administração em outras sociedades do grupo.

Conselho de Administração	2022	2023	2024	Previsto para 2025
Controladores Diretos e Indicadores				
Fixa	1.080.070,78	3.016.475,24	1.206.131,82	468.000,00
Variável	-	606.778,52	-	-

Diretoria Estatutária	2022	2023	2024	Previsto para 2025
Controladores Diretos e Indicadores				
Fixa	3.731.758,46	6.255.966,12	7.808.836,24	9.209.478,41
Variável	1.809.798,52	2.988.375,65	2.679.163,06	4.935.051,55
Sociedades sob Controle Comum				
Fixa	2.705.513,06	622.674,42	946.633,12	-
Variável	1.126.778,84	-	180.818,90	-

8.20 Outras informações relevantes

8.20. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevante relacionada à esta seção 8.

9.1/9.2 Identificação e Remuneração

Código CVM do Auditor	004189		
Razão Social		Tipo Auditor	CPF/CNPJ
KPMG AUDITORES INDEPENDENTES LTDA		Juridica	57.755.217/0003-90
Data de contratação do serviço		Data de início da prestação de serviço	
14/04/2020		01/04/2020	
Descrição dos serviços prestados			
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, segregada por serviços, no último exercício social			
A remuneração dos auditores independentes relativa aos serviços de auditoria externa prestados no último exercício social correspondeu a um montante de R\$ 704.314,32.			
Justificativa da substituição			
Não aplicável.			
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa			
Não aplicável.			

Código CVM do Auditor	010723		
Razão Social		Tipo Auditor	CPF/CNPJ
FORVIS MAZARS AUDITORES INDEPENDENTES - SOCIEDADE SIMPLES LTDA.		Juridica	07.326.840/0001-98
Data de contratação do serviço		Data de início da prestação de serviço	
20/02/2025		01/01/2025	
Descrição dos serviços prestados			
Auditoria externa independente das demonstrações contábeis societárias para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2025 a 2028 e revisão das informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais - ITR 's para os trimestres a findarem- se em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro dos respectivos anos.			
Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social			
Não aplicável			
Justificativa da substituição			
Não aplicável			
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa			
Não aplicável			

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

9.3. Independência e conflito de interesses dos auditores

A Administração da Companhia entende que os serviços mencionados nos itens 9.1 e 9.2 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 n.º 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 Resolução CVM n.º 94, de 20 de maio de 2022, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 05(R1).

9.4 Outras informações relevantes

9.4 Outras informações relevantes

A KPMG completou a auditoria estatutária sobre as demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 em 27 de fevereiro de 2025, porém o encerramento da relação cliente-auditor estatutário com a Companhia se deu após a emissão do relatório de recomendações sobre os controles internos e relatório sobre as demonstrações contábeis regulatórias do exercício de 2024, em 15 de abril de 2025.

10.1A Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	19	74	0	0	0
Não-liderança	277	1593	0	0	0
TOTAL = 1.963	296	1667	0	0	0

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	0	32	0	15	0	0	46
Não-liderança	19	375	75	787	8	0	606
TOTAL = 1.963	19	407	75	802	8	0	652

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	0	77	16
Não-liderança	228	1443	199
TOTAL = 1.963	228	1520	215

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	3	90	0
Não-liderança	46	1824	0
TOTAL = 1.963	49	1914	0

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	0	82	0	11	0	0
Não-liderança	0	1840	0	30	0	0
TOTAL = 1.963	0	1922	0	41	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0
Nordeste	280	1642	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0
Sudeste	16	25	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 1.963	296	1667	0	0	0

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

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indigena	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0	0	0
Nordeste	19	395	75	798	8	0	627
Centro-Oeste	0	0	0	0	0	0	0
Sudeste	0	12	0	4	0	0	25
Sul	0	0	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 1.963	19	407	75	802	8	0	652

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	0	0	0
Nordeste	226	1487	209
Centro-Oeste	0	0	0
Sudeste	2	33	6
Sul	0	0	0
Exterior	0	0	0
TOTAL = 1.963	228	1520	215

10.1 Descrição dos recursos humanos

10.1. Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:

b. número de terceirizados (total e por grupos, com base na atividade desempenhada e na localização geográfica)

Atividade	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2024					
	Região Centro-Oeste	Região Nordeste	Região Norte	Região Sudeste	Região Sul	Total
Diretoria (Manager)	-	1	-	-	-	1
Gerência (Middle)	-	2	-	-	-	2
Administrativo (White)	-	1.824	-	-	-	1.824
Produção (Blue)	-	7.687	-	-	-	7.687
Total	0	9.514	0	0	0	9.514

c. índice de rotatividade

A Companhia informa que, no exercício social findo em 2024, o índice de rotatividade foi de 18%. O número sofreu uma pequena diminuição comparado com o valor de 2023 considerando um maior controle estabilidade nos movimentos de contratações que estão relacionados com o projeto Insourcing (Internalização de mão de obra operacional). A taxa é calculada pela formula – ((Numero de Colaboradores Admitidos + Número de Colaboradores Demitidos)/2)/ Total de Colaboradores Final – onde houveram 582 novas admissões e 119 desligamentos.

10.2 Alterações relevantes

10.2. Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 10.1 acima

Houve importante incremento de colaboradores devido ao processo de internalização de mão de obra operacional para atendimento de atividades de manutenção de emergência e inspeções em clientes de baixa tensão, projeto insourcing.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

10.3. Descrever as políticas e práticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:

a. política de salários e remuneração variável

A Companhia não possui Política de Recursos Humanos formalizada, contudo, considera suas práticas como parte integrante de sua estratégia empresarial. Por meio de tais práticas a Companhia objetiva:

- 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;
- Programa de Participação de Resultados - PPR para empregados (exceto executivos), 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 da mediana de mercado dentro de um painel selecionado.
- Reajustes dos salários dos colaboradores não pertencentes à administração, concedidos de forma geral por meio de acordos coletivos de trabalho, celebrados com data-base no mês de outubro de cada ano. O salário-base individual de cada colaborador pode também ser anualmente ajustado no âmbito do processo de revisão anual salarial, pautado também pelo critério da meritocracia.

b. política de benefícios

A política de benefícios da Companhia visa a assegurar benefícios usualmente concedidos no mercado. Assim, os benefícios concedidos são:

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Plano de Saúde

A Companhia mantém planos de saúde para todos os seus empregados. Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão. Tais planos são contratados por meio de empresa especializada na área de saúde e possuem cobertura compatível com o mercado.

Assistência Odontológica

A Companhia disponibiliza a todos os seus empregados planos de assistência odontológica, que fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão. Os serviços realizados no atendimento aos empregados são compatíveis com o mercado.

Seguro de Vida

A Companhia disponibiliza seguro de vida e acidentes pessoais aos seus empregados, que oferecem coberturas para morte natural. Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão.

Previdência Privada

A Companhia oferece Planos de Previdência Privada para todos os seus empregados. A Companhia realiza um pagamento adicional de 100% (cem por cento) do valor investido pelo empregado, até o valor limite constante do regulamento de cada plano. Os empregados da Companhia podem optar por aderir a este benefício, que é facultativo, a qualquer momento desde a admissão.

Política de Treinamento

A Companhia dispõe de uma política de treinamento e desenvolvimento não formalizada, para fins de incentivo e aperfeiçoamento profissional dos colaboradores, com base nas competências comportamentais corporativas da companhia, bem como competências técnicas chaves.

c. características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

i. grupos de beneficiários

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

ii. condições para exercício

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

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.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

v. quantidade de ações comprometidas pelo plano

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Maior Remuneração Individual	Mediana da Remuneração Individual	Razão entre as Remunerações
2.185.785,25	106.772,82	20,47
Esclarecimento		

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

10.4. Descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos 3 últimos exercícios sociais

A Companhia mantém um relacionamento respeitoso com o sindicato que representa seus empregados, em sua área de concessão, qual seja, Sindicato dos Eletricitários do Ceará - SINDELETRO.

O acordo coletivo para o período de 01/11/2024 a 30/10/2026 está em processo de negociação 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 (em 31 de dezembro de 2024 havia 6 empregados nessa condição).

No decorrer dos três últimos exercícios sociais, não houve nenhuma greve e/ou paralisação dos empregados da Companhia.

10.5 Outras informações relevantes

10.5. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevante relacionada à esta seção 10.

11.1 Regras, políticas e práticas

11.1. Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, o órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A Companhia possui uma Política de Transações Com Partes Relacionadas ("Política"), aprovada pelo Conselho da Administração, em reunião realizada em 23 de setembro de 2020, que visa garantir: a) as operações com parte relacionada sejam conduzidas em condições de mercado observem condições estritamente comutativas ou sejam realizadas com pagamento compensatório adequado, de modo a afastar potenciais conflitos de interesse; b) a Companhia cumpra os critérios de transparência, correção e justiça ao realizar, diretamente ou por meio de suas subsidiárias, uma transação com partes relacionadas; c) além de respeitar as disposições da Política, a Companhia deverá cumprir também as normas aplicáveis às operações com partes relacionadas, bem como observar as demais políticas internas do Grupo Enel sobre o tema.

Nos termos da Política, as operações com partes relacionadas com valor igual ou superior ao equivalente em moeda corrente nacional a 8.000.000,00 de Euros, deverão ser autorizadas pelo Conselho de Administração da Companhia.

A Companhia nota que, em linha com a Lei das S.A. será competência exclusiva da assembleia geral de acionistas deliberar sobre a celebração de transações com partes relacionadas caso o valor da operação corresponda a mais de 50% (cinquenta por cento) do valor dos ativos totais da Companhia constantes do último balanço aprovado.

A Política está disponível no site da CVM (<https://www.gov.br/cvm/pt-br>) e na página de relações com investidores da Companhia (<https://www.enel.com.br/pt-ceara/investidores/enel-distribuicao-ceara.html>).

As transações devem ser celebradas por escrito, especificando-se suas principais características e condições, tais como: preço global, preço unitário, prazos, garantias, recolhimento de impostos, pagamentos de taxas, obtenções de licenças etc.

Os contratos celebrados entre partes relacionadas devem, ainda, observar o disposto no Módulo V da Resolução Normativa ANEEL n.º 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.

Não obstante, dentre outros critérios, encontram-se dispensados da submissão à aprovação da ANEEL aqueles contratos cujo desembolso ou recebimento anual pela Companhia não superam o montante anual de R\$ 883 mil.

Além disso, as regras contábeis que tratam do assunto, sobretudo o CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, 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.

11.1 Regras, políticas e práticas

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.

Por fim, e em complemento as medidas acima, a Companhia informa que observa estritamente a legislação e regulamentação aplicáveis às transações entre partes relacionadas, em especial, a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das S.A.").

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 03	01/01/2023	170.000,00	90000	170000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 04	01/01/2023	163.000,00	86000	163000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 05	01/01/2023	172.000,00	91000	172000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 06	01/01/2023	174.000,00	92000	174000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 07	01/01/2023	125.000,00	66000	125000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 08	01/01/2023	157.000,00	83000	157000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 09	01/01/2023	154.000,00	81000	154000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 1	01/01/2023	168.000,00	89000	168000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 10	01/01/2023	148.000,00	78000	148000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 11	01/01/2023	140.000,00	74000	140000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 14	01/01/2023	147.000,00	78000	147000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 15	01/01/2023	164.000,00	86000	164000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 17	01/01/2023	161.000,00	85000	161000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 19	01/01/2023	149.000,00	79000	149000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 2	01/01/2023	174.000,00	92000	174000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 20	01/01/2023	168.000,00	89000	168000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Angela 21	01/01/2023	147.000,00	78000	147000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Esperança 13	01/01/2023	109.000,00	59000	109000	Até o final da concessão	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). Engloba os contratos, da mesma natureza e com as mesmas condições, envolvendo as seguintes empresas: EGP Santa Esperança 13, EGP Santa Esperança 15 e EGP Santa Esperança 17					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	Não há.					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Esperança 15	01/01/2023	107.000,00	58000	107000	Até o final da concessão	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). Engloba os contratos, da mesma natureza e com as mesmas condições, envolvendo as seguintes empresas: EGP Santa Esperança 13, EGP Santa Esperança 15 e EGP Santa Esperança 17					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	Não há.					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Santa Esperança 17	01/01/2023	101.000,00	54000	101000	Até o final da concessão	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). Engloba os contratos, da mesma natureza e com as mesmas condições, envolvendo as seguintes empresas: EGP Santa Esperança 13, EGP Santa Esperança 15 e EGP Santa Esperança 17					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	Não há.					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
EGP Volta Grande S.A.	31/01/2024	2.862.000,00	959000	2862000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	15/03/2023	90.507.202,36	114401987,06	90507202,36	14/03/2027 00:00:00	CDI+0,94%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 90.507.202,36, com custo de CDI + 0,94% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 14/03/2027 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	27/03/2023	10.654.465,63	0	10654465,63	30/06/2024 00:00:00	CDI+1,1%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 10.654.465,63, com custo de CDI + 1,1% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 30/06/2024 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	20/04/2023	156.047.232,98	197808830,51	156047232,98	19/04/2027 00:00:00	CDI+0,96%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 156.047.232,98, com custo de CDI + 0,96% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 19/04/2027 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	25/04/2023	25.163.715,13	31862923,87	25163715,13	24/04/2027 00:00:00	CDI+0,96%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 25.163.715,13, com custo de CDI + 0,96% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 24/04/2027 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	17/11/2023	40.225.423,27	46896007,01	40225423,27	16/11/2027 00:00:00	CDI+0,88%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 40.225.423,27, com custo de CDI + 0,88% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 16/11/2027 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	21/11/2023	60.328.185,33	70266207,31	60328185,33	20/11/2027 00:00:00	CDI+0,88%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 60.328.185,33, com custo de CDI + 0,88% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 20/11/2027 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	10/01/2024	40.301.860,94	46443855,56	40301860,94	09/01/2028 00:00:00	CDI+0,81%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 40.301.860,94, com custo de CDI + 0,81% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 09/01/2028 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	18/01/2024	26.196.209,61	30055623,29	26196209,61	17/01/2028 00:00:00	CDI+0,5%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 26.196.209,61, com custo de CDI + 0,5% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 17/01/2028 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	22/01/2024	94.713.285,76	108562277,09	94713285,76	21/01/2028 00:00:00	CDI+0,5%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 94.713.285,76, com custo de CDI + 0,5% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 21/01/2028 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	25/01/2024	23.174.527,37	26524674,67	23174527,37	24/01/2028 00:00:00	CDI+0,5%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 23.174.527,37, com custo de CDI + 0,5% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 24/01/2028 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	14/03/2024	151.131.978,52	169912985,26	151131978,52	13/03/2028 00:00:00	CDI+0,5%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 151.131.978,52, com custo de CDI + 0,5% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 13/03/2028 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	15/03/2024	20.150.930,47	22644936,64	20150930,47	14/03/2028 00:00:00	CDI+0,5%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 20.150.930,47, com custo de CDI + 0,5% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 14/03/2028 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	20/03/2024	141.056.513,28	158302053,63	141056513,28	19/03/2028 00:00:00	CDI+0,5%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 141.056.513,28, com custo de CDI + 0,5% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 19/03/2028 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	22/03/2024	25.188.663,09	28243459,05	25188663,09	21/03/2028 00:00:00	CDI+0,5%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 25.188.663,09, com custo de CDI + 0,5% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 21/03/2028 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	28/03/2024	20.150.930,47	22556002,59	20150930,47	27/03/2028 00:00:00	CDI+0,5%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 20.150.930,47, com custo de CDI + 0,5% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 27/03/2028 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	14/05/2024	372.792.213,68	412724673,04	372792213,68	14/05/2025 00:00:00	CDI+0,85%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 372.792.213,68, com custo de CDI + 0,85% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 14/05/2025 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	20/05/2024	110.834.696,10	122497980,67	110834696,1	20/05/2025 00:00:00	CDI+0,85%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 110.834.696,10, com custo de CDI + 0,85% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 20/05/2025 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	15/10/2024	120.910.577,56	127685387,23	120910577,56	14/07/2025 00:00:00	CDI+0,71%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 120.910.577,56, com custo de CDI + 0,71% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 14/07/2025 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	16/10/2024	30.226.395,70	31906315,69	30226395,7	14/07/2025 00:00:00	CDI+0,71%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 30.226.395,70, com custo de CDI + 0,71% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 14/07/2025 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	21/10/2024	100.758.814,63	106221768,84	100758814,63	20/07/2025 00:00:00	CDI+0,71%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 100.758.814,63, com custo de CDI + 0,71% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 20/07/2025 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	24/10/2024	282.113.026,57	297025545,81	282113026,57	22/07/2025 00:00:00	CDI+0,71%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 282.113.026,57, com custo de CDI + 0,71% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 22/07/2025 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	21/11/2024	20.151.762,93	21050512,93	20151762,93	21/05/2025 00:00:00	CDI+0,71%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 20.151.762,93, com custo de CDI + 0,71% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 21/05/2025 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	23/12/2024	30.227.644,39	31258613,45	30227644,39	20/06/2025 00:00:00	CDI+0,71%a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 30.227.644,39, com custo de CDI + 0,71% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 20/06/2025 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	20/02/2025	50.377.326,17	51029219,37	50377326,17	21/05/2025 00:00:00	CDI + 0,36% a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 50.377.326,17, com custo de CDI + 0,36% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 21/05/2025 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 o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	25/04/2023	0,00	177948000	0	Até 31/12/2024	0,000000
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Dividendos distribuídos e pendentes de payment					
Garantia e seguros	Não há					
Rescisão ou extinção	Não há					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	08/04/2019	15.258.000,00	165549000	15258000	Dezembro de 2025	0,000000
Relação com o emissor	Controladora 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					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	01/03/2020	9.736.000,00	153530000	9736000	5 anos	0,000000
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Contrato de Serviços Técnicos entre Enel Brasil SA e 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, conforme despacho 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, 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 contrato contou com aditivos de valor, atingindo o montante de € 172.062.781,19 em 20 de dezembro de 2021. O valor informado no campo do montante envolvido foi atualizado com o câmbio ao final do exercício de 2023.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL BRASIL S.A.	17/07/2019	260.741,41	185670,980000001	260741,41	15/04/2028	0,35 a.a.
Relação com o emissor	Controladora do emissor					
Objeto contrato	Decorre da remuneração devida pela Coelce 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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Cachoeira Dourada S.A.	20/02/2025	20.109.395,11	20369614,91	20109395,11	Vencimento em 01/04/2025	CDI + 0,36% a.a.
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 20.109.351,11, com custo de CDI + 0,36% a.a					
Garantia e seguros	Não há					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação 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 Cachoeira Dourada S.A. para financiar capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL CIEN S.A.	08/04/2019	0,00	4176000	0	Agosto de 2027	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Colombia S.A. E.S.P	01/10/2018	0,00	360000	0	Dezembro de 2025	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 (Reembolso expatriados					
Garantia e seguros	Não há					
Rescisão ou extinção	Não há					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Distribuição Rio – Ampla	08/04/2019	0,00	2404000	0	Agosto de 2027	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Distribuição São Paulo – Eletropaulo	08/04/2019	469.000,00	1865000	469000	Agosto de 2027	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL Distribuição São Paulo - ELETROPAULO	24/10/2022	0,00	9977000	0	Até o final da concessão	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.					
Objeto contrato	Venda de ativo imobilizad					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	Não há.					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Finance International N.V	02/03/2021	500.000.000,00	0	500000000	02/03/2025 00:00:00	CDI + 1,18%a.a.
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 500.000.000,00, com custo de CDI + 1,18% a.a					
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					
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a Enel Finance International N.V para financiar o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Finance International N.V	02/03/2021	13.850.755,10	0	13850755,1	Até 02/03/2025	CDI + 1,18% a.a.
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) com custo de CDI + 1,18% a.a					
Garantia e seguros	Não há					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação 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	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Global Services S.r.l	01/03/2020	0,00	1067000	0	Dezembro de 2025	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 202					
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 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.					
Posição contratual do emissor	Credor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Cabeça de Boi S.A	01/01/2019	229.000,00	125000	229000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	20/02/2025	20.109.395,11	20369614,91	20109395,11	30/06/2025 00:00:00	CDI + 0,36% a.a.
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.					
Objeto contrato	Empréstimo de R\$ 20.109.395,11, com custo de CDI + 0,36% a.a					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	No vencimento da operação em 30/06/2025 ou por meio de pagamento antecipado conforme disposições contratuais					
Natureza e razão para a operação	Contrato de empréstimo firmado entre a Companhia e a EGP Cachoeira Dourada para financiar o capital de giro da Companhia.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	08/04/2019	0,00	1383000	0	Agosto de 2027	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Fazenda S.A	01/01/2019	153.000,00	83000	153000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.	01/01/2019	326.000,00	176000	326000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólia S.A.	01/01/2019	303.000,00	163000	303000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL Green Power Mourão	05/01/2016	94.000,00	32000	94000	05/01/2046	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, 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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL Green Power Paranapanema	05/01/2016	332.000,00	112000	332000	05/01/2046	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, Enel Green Power Paranapanem					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	Não há.					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL Green Power Projetos I S.A.	08/04/2019	0,00	461000	0	Agosto de 2027	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Salto Apiacás S.A.	01/01/2019	378.000,00	205000	378000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.	01/01/2023	161.000,00	86000	161000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel Grids S.r.l.	01/01/2019	0,00	1477000	0	Dezembro de 2025	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 (Reembolso expatriados					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	Não há					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel S.P.A	01/03/2020	0,00	1726000	0	Dezembro de 2025	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.					
Posição contratual do emissor	Credor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENEL Trading Brasil SA	31/01/2024	14.246.000,00	4856000	14246000	Até o final da concessão	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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel X Brasil S.A.	30/11/2018	469.000,00	228000	469000	Até 31/05/2028	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.					
Objeto contrato	Prestação de serviços de desenvolviment					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Contrato de Prestação de serviços de desenvolvimento					
Posição contratual do emissor	Credor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Enel X Brasil S.A.	30/11/2018	310.000,00	0	310000	Até 31/05/2028	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor.					
Objeto contrato	Multa contratua					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Não aplicável					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Fundação Coelce de Seguridade Social – FAELCE	07/04/1981	3.529.000,00	109801000	3529000	Indeterminado	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					

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

11.2. Com exceção das operações que se enquadrem nas hipóteses do art. 3º, II, “a”, “b” e “c”, do anexo 30-XXXIII, informar, em relação às transações com partes relacionadas que, segundo as normas contábeis, devam ser divulgadas nas demonstrações financeiras individuais ou consolidadas do emissor e que tenham sido celebradas no último exercício social ou estejam em vigor no exercício social corrente:

n. medidas tomadas para tratar dos conflitos de interesses

A Companhia esclarece que, no âmbito da realização de transações entre partes relacionadas, os administradores e acionistas devem observar estritamente o procedimento previsto na Política de Transações com Partes Relacionadas e as Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia, bem como as melhores práticas na contratação de tais transações e, assim, zelar pelo interesse da Companhia, observado o princípio da equidade.

Dessa forma, as operações celebradas pela Companhia com partes relacionadas são feitas em condições de mercado e estão amparadas pela legislação aplicável, principalmente o art. 245 da Lei das S.A., bem como pelo Estatuto Social e pelas demais políticas aplicáveis da Companhia.

Adicionalmente, as operações foram submetidas à avaliação da administração da Companhia antes de ser implementada. Ademais, em conformidade com a Lei das S.A., 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. Assim, durante o processo de análise de qualquer transação com partes relacionadas, havendo a possibilidade de ocorrer conflito de interesses envolvendo qualquer membro da administração da Companhia, este deverá abster de analisar, votar e/ou opinar sobre a matéria, deixando a decisão quanto à celebração da transação com os demais membros.

o. demonstração do 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, quando necessário pela regulamentação. Até a data deste Formulário de Referência, todas as operações foram realizadas pela Companhia dentro dos limites estabelecidos, e foram devidamente aprovadas pela ANEEL.

11.3 Outras informações relevantes

11.3. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 11.

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital	Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital
29/04/2025		1.552.900.314,24
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações preferenciais		
Classe de ação preferencial		Quantidade de ações
Preferencial Classe A		28.252.700
Preferencial Classe B		1.534.662

Tipo Capital	Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital
29/04/2025		1.552.900.314,24
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações preferenciais		
Classe de ação preferencial		Quantidade de ações
Preferencial Classe A		28.252.700
Preferencial Classe B		1.534.662

Tipo Capital	Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital
29/04/2025		1.552.900.314,24
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
48.067.937	29.787.362	77.855.299
Capital social por classe de ações preferenciais		
Classe de ação preferencial		Quantidade de ações
Preferencial Classe A		28.252.700
Preferencial Classe B		1.534.662

Tipo Capital		Capital Autorizado	
Data da autorização ou aprovação		Prazo de integralização	Valor do capital
28/02/2003			0,00
Quantidade de ações ordinárias		Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
100.000.000.000		200.000.000.000	300.000.000.000
Capital social por classe de ações preferenciais			
Classe de ação preferencial		Quantidade de ações	
Preferencial Classe A		193.352.996.180	
Preferencial Classe B		6.647.003.820	

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

12.2. Emissores estrangeiros devem descrever os direitos de cada classe e espécie de ação emitida e as regras de seu país de origem e do país em que as ações estejam custodiadas no tocante a:

a. direito a dividendos

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

b. direito de voto

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

c. conversibilidade em outra classe ou espécie de ação, indicando:

i. condições

ii. efeitos sobre o capital social

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

d. direitos no reembolso de capital

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

e. direito a participação em oferta pública por alienação de controle

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

f. restrições à circulação

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

g. condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

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

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

h. possibilidade de resgate de ações, indicando:

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

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

i. 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.

j. hipóteses em que os titulares de valores mobiliários terão direito de preferência na subscrição de ações, valores mobiliários lastreados em ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, bem como das respectivas condições para o exercício desse direito, ou das hipóteses em que esse direito não é garantido, caso aplicável

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

k. outras características relevantes

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

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	5ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/12/2017
Data de vencimento	15/12/2024
Quantidade	500.000
Valor nominal global R\$	500.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	206.216.203,20
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos 90 dias contados de cada subscrição ou aquisição pelos investidores, nos termos do artigo 13 da Instrução CVM 476, exceto pelo lote de Debêntures, objeto de garantia firme, indicado no momento da subscrição, se houver, observados, na negociação subsequente, os limites e condições previstos nos artigos 2º e 3º da Instrução CVM 476.
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 12.9 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. 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@pentagonotruster.com.br. Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 5ª 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 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	6ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/06/2018

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Data de vencimento	15/06/2025
Quantidade	310.000
Valor nominal global R\$	310.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	406.959.034,87
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos 90 dias contados de cada subscrição ou aquisição pelos investidores, nos termos do artigo 13 da Instrução CVM 476, exceto pelo lote de Debêntures, objeto de garantia firme, indicado no momento da subscrição, se houver, observados, na negociação subsequente, os limites e condições previstos nos artigos 2º e 3º da Instrução CVM 476.
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 12.9 para maiores detalhes.
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	7ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/03/2019
Data de vencimento	15/03/2024
Quantidade	650.000
Valor nominal global R\$	650.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	388.089.102,12
Restrição a circulação	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos 90 dias contados de cada subscrição ou aquisição pelos investidores, nos termos do artigo 13 da Instrução CVM 476, exceto pelo lote de Debêntures, objeto de garantia firme, indicado no momento da subscrição, se houver, observados, na negociação subsequente, os limites e condições previstos nos artigos 2º e 3º da Instrução CVM 476.
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 12.9 para maiores detalhes.
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	8ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/05/2022
Data de vencimento	15/05/2032
Quantidade	600.000
Valor nominal global R\$	600.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	645.403.979,03
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos 90 dias contados de cada subscrição ou aquisição pelos investidores, nos termos do artigo 13 da Instrução CVM 476, exceto pelo lote de Debêntures, objeto de garantia firme, indicado no momento da subscrição, se houver, observados, na negociação subsequente, os limites e condições previstos nos artigos 2º e 3º da Instrução CVM 476.
Conversibilidade	Não

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A emissora poderá realizar oferta de resgate antecipado. Vide item 12.9 para maiores detalhes.
Características dos valores mobiliários de dívida	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.
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	9ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	10/01/2023
Data de vencimento	10/01/2026
Quantidade	950.000
Valor nominal global R\$	950.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	987.185.277,59
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos 90 dias contados de cada subscrição ou aquisição pelos investidores, nos termos do artigo 13 da Instrução CVM 476, exceto pelo lote de Debêntures, objeto de garantia firme, indicado no momento da subscrição, se houver, observados, na negociação subsequente, os limites e condições previstos nos artigos 2º e 3º da Instrução CVM 476.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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.
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.
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	10ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/05/2023
Data de vencimento	15/05/2024
Quantidade	500.000
Valor nominal global R\$	500.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	500.000.000,00
Restrição a circulação	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Descrição da restrição	As Debêntures serão depositadas para distribuição no mercado primário por meio do MDA, administrado e operacionalizado pela B3, sendo a distribuição liquidada financeiramente por meio da B3. As Debêntures serão depositadas para negociação no mercado secundário por meio do CETIP21, administrado e operacionalizado pela B3, sendo as negociações liquidadas financeiramente e as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide informações constantes no item 12.9.
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 1,65% (um inteiro e sessenta e cinco 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.
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	11ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	28/06/2023
Data de vencimento	28/06/2024
Quantidade	650.000
Valor nominal global R\$	650.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	650.000.000,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas entre investidores qualificados após decorridos 6 (seis) meses da data de encerramento da Oferta e ao público investidor em geral após decorrido 1 (um) ano da data de encerramento da Oferta, observadas as restrições impostas pela resolução CVM 160. As Debêntures serão depositadas para negociação no mercado secundário por meio do CETIP21, administrado e operacionalizado pela B3, sendo as negociações liquidadas financeiramente e as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Emissora poderá optar, a seu exclusivo critério, a partir de 28 de dezembro 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 0,40% (quarenta 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.
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 extragrupo", 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 1,65% (um inteiro e sessenta e cinco centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis ("Remuneração"). 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
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.
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	12ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/05/2025
Data de vencimento	15/05/2030
Quantidade	1.000.000
Valor nominal global R\$	1.000.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	1.000.000.000,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures (i) poderão ser livremente negociadas entre Investidores Profissionais; (ii) somente poderão ser negociadas no mercado secundário entre investidores qualificados, assim definidos nos termos dos artigos 12 e 13 da Resolução CVM 30 (conforme definido abaixo), após decorridos 6 (seis) meses contados da data de encerramento da Oferta, nos termos do artigo 86, inciso II, alínea "a", da Resolução CVM 160; e (iii) somente poderão ser negociadas no mercado secundário entre o público em geral após decorrido 1 (um) ano contado da data de encerramento da Oferta, nos termos do artigo 86, inciso II, alínea "b", da Resolução CVM 160.
Conversibilidade	Não

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá, a seu exclusivo critério: (i) realizar uma oferta facultativa de resgate antecipado da totalidade (sendo vedada oferta facultativa de resgate antecipado parcial) das Debêntures da Primeira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures ("Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Primeira Série"); e (ii) observado o disposto no artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, combinado com o artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei 12.431, na Resolução 4.751, e demais regulamentações do CMN e nas demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, realizar, desde que respeitado o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorrido entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate superior a 4 (quatro) anos, ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis, oferta facultativa de resgate antecipado da totalidade (sendo vedada oferta facultativa de resgate antecipado parcial) das Debêntures da Segunda Série ("Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série" e, em conjunto com a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Primeira Série, "Oferta de Resgate Antecipado"). Sobre o Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da primeira série 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 1,10% (um inteiro e dez centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis.
Características dos valores mobiliários de dívida	Para as debêntures da segunda série incidirão juros remuneratórios equivalentes ao maior entre: (i) o percentual correspondente à taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+ (nova denominação da Nota do Tesouro Nacional, Série B – NTN-B), com vencimento em 15 de agosto de 2030, a ser verificada conforme as taxas divulgadas pela ANBIMA em sua página na internet (http://www.anbima.com.br), no fechamento de mercado do Dia Útil da realização do Procedimento de Coleta de Intenções de Investimento, acrescida exponencialmente de spread de 0,15% (quinze centésimos por cento) ao ano; ou (ii) 7,90% (sete inteiros e noventa 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. Adicionalmente, as Debêntures contarão com garantia fidejussória, na modalidade de Fiança prestada pela Fiadora, nos termos desta Escritura de Emissão. 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 na cláusula 6 da escritura de emissão das Debêntures.

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	3584	13	610

12.5 Mercados de negociação no Brasil

12.5 - 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, 6ª, 8ª, 9ª e 12ª 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.

12.6 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.

12.7 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.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

12.8. Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos últimos 3 exercícios sociais, indicar:

(a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

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.

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.

9ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos captados pela Companhia, por meio da 9ª Emissão, foram destinados para o refinanciamento e reforço de caixa no curso ordinário dos negócios da Companhia.

12ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos captados pela Companhia, por meio da 12ª Emissão, foram destinados a atender: (i) o refinanciamento e reforço de caixa no curso ordinário dos negócios da Companhia; e (ii) ao reembolso de despesas, dívidas ou gastos incorridos diretamente com investimentos em infraestrutura de distribuição de energia elétrica dos Projetos que ocorreram em prazo igual ou inferior a 36 (trinta e seis) meses contados da data de encerramento da Oferta.

(b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

(c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

12.9 Outras informações relevantes

12.9. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Seguem outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação ao item 12.3:

6ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA COMPANHIA

Oferta de Resgate – 1ª Série:

A Companhia não poderá realizar oferta de resgate antecipado das Debêntures da 1ª Série.

Oferta de Resgate – 2ª Série:

Na data da Escritura de Emissão, não era permitida a realização da oferta de resgate antecipado das Debêntures da 2ª Série. No entanto, desde que permitido e devidamente regulamentado pelo CMN, nos termos da Lei 12.431, a Companhia poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da 2ª Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas da 2ª Série, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas da 2ª Série para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos na Escritura de Emissão ("Oferta de Resgate Antecipado").

O valor a ser pago aos Debenturistas da 2ª Série no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da 2ª Série será equivalente ao Valor Nominal Atualizado, acrescida da Remuneração da 2ª Série, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Integralização da 2ª Série ou da Data de Pagamento da Remuneração da 2ª Série imediatamente anterior, até a data do resgate e de eventual prêmio de resgate antecipado, se aplicável.

As Debêntures resgatadas serão obrigatoriamente canceladas pela Companhia.

Resgate Antecipado Facultativo – 1ª Série:

Sujeito às condições previstas na Escritura de Emissão, a Companhia poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 15 de julho de 2019 realizar resgate antecipado da totalidade das Debêntures da 1ª Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures ("Resgate Antecipado Facultativo da 1ª Série").

O valor a ser pago aos Debenturistas da 1ª Série no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo da 1ª 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 1ª Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da 1ª Série; e (ii) de prêmio flat, incidente sobre o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série, acrescido da Remuneração da 1ª Série, calculada *pro rata temporis* desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração da 1ª 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:

$$\text{Prêmio} = \text{VR} * ((1 + \text{Taxa1})^{(\text{du_vcto}/252)} - 1)$$

Onde:

VR = saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série acrescido da Remuneração da 1ª 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 1ª Série (exclusive).

12.9 Outras informações relevantes

Resgate Antecipado Facultativo – 2ª Série:

Não será admitida a realização, pela Companhia, de resgate antecipado facultativo total das Debêntures da 2ª 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 Companhia estará autorizada, extraordinariamente (se assim autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis), a realizar o resgate da totalidade das Debêntures da 2ª Série ("Resgate Antecipado Facultativo da 2ª Série").

Quanto à hipótese prevista na Cláusula 5.27.5, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da 2ª 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 2ª Série, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo da 2ª, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o Resgate integral das Debêntures da 2ª 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 2ª Série.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Segunda Série no âmbito do Resgate das Debêntures da 2ª 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 2ª Série imediatamente anterior, até a data do Resgate Antecipado Facultativo da 2ª Série.

Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- (i) descumprimento, pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária aos Debenturistas, na respectiva data de pagamento prevista nesta Escritura de Emissão, não sanado no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis contado da data em que a obrigação se tornar exigível;
- (ii) caso ocorra **(a)** a dissolução ou a liquidação da Emissora; **(b)** a decretação de falência da Emissora; **(c)** o pedido de aut falência formulado pela Emissora; **(d)** o pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente solucionado, por meio de pagamento ou depósito, rejeição do pedido, suspensão dos efeitos da declaração de falência, ou por outro meio, nos prazos aplicáveis; **(e)** a apresentação de pedido, por parte da Emissora, de plano de recuperação extrajudicial ou qualquer outra modalidade de concurso de credores prevista em lei específica, a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter(em) sido requerida(s) ou obtida(s) homologação judicial do referido plano; **(f)** o ingresso pela Emissora em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou **(g)** qualquer evento análogo que caracterize estado de insolvência da Emissora, incluindo acordo de credores, nos termos da legislação aplicável;
- (iii) descumprimento de qualquer ordem de pagamento de quantia certa oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, em valor, individual ou agregado, igual ou superior a R\$70.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seu equivalente em outra moeda;
- (iv) término antecipado da concessão ou intervenção pelo poder concedente, por qualquer motivo, na prestação do serviço de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da Emissora, conforme aplicável;
- (v) alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos Debenturistas, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch), conforme rating atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poor's. Para fins deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a

12.9 Outras informações relevantes

Enel Brasil S.A. deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora;

- (vi) descumprimento pela Emissora, por 2 (dois) trimestres consecutivos, da manutenção do seguinte índice financeiro no limite abaixo estabelecido nas datas das suas respectivas apurações trimestrais constantes das Informações Trimestrais - ITR e/ou das Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP apresentadas pela Emissora à CVM, sendo que a primeira verificação para fins deste subitem ocorrerá com relação ao primeiro trimestre de 2018 (“Índice Financeiro”):

O índice obtido da divisão da Dívida Líquida (conforme definido abaixo) pelo EBITDA (conforme definido abaixo) não deverá ser maior que 3,50 (três inteiros e cinquenta centésimos),

onde:

“Dívida Líquida” significa a soma de **(a)** empréstimos e financiamentos, inclusive com o BNDES, Eletrobrás e agências multilaterais; **(b)** obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos empregados da Emissora (não considerando para fins desta definição o passivo atuarial); **(c)** saldo líquido de operações de derivativos (i.e. passivos menos ativos de operações com derivativos); **(d)** dívidas oriundas de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures e/ou notas promissórias comerciais da Emissora; e **(e)** dívidas com pessoas ligadas listadas no passivo da Emissora, líquidas dos créditos com pessoas ligadas listadas no ativo da Emissora, excluindo-se os valores referentes aos contratos que não sejam mútuos, empréstimos e/ou financiamentos firmados com essas pessoas ligadas e desde que descritos em notas explicativas das Demonstrações Financeiras da Emissora; menos o resultado da soma **(a)** do numerário disponível em caixa da Emissora; **(b)** dos saldos líquidos de contas correntes bancárias credoras e devedoras da Emissora; e **(c)** dos saldos de aplicações financeiras da Emissora.

“EBITDA” significa o lucro ou prejuízo líquido da Emissora, relativo aos últimos 12 (doze) meses, antes da contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação, baixa de ativos imobilizados, amortização, efeitos de teste de “impairments” e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional.

Caso seja editada nova lei ou ato normativo que altere a metodologia de apuração contábil no Brasil a partir da presente data, tais alterações serão obrigatoriamente desconsideradas para fins de cálculo do EBITDA, prevalecendo a regra contábil em vigor nesta data.

8ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA COMPANHIA

Resgate Antecipado Facultativo:

Observado o disposto no artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, combinado com o artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei 12.431, na Resolução 4.751 e demais regulamentações do CMN e demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, a Emissora poderá optar, a seu exclusivo critério, por realizar o resgate antecipado facultativo integral das Debêntures, desde que o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorrido entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate seja superior a 4 (quatro) anos, calculado nos termos da Resolução 3.947, ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis (“Resgate Antecipado Facultativo”).

O valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito do resgate será equivalente ao valor indicado no item (i) ou no item (ii) a seguir, entre eles o que for maior: (i) Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescido da Remuneração, calculados pro rata temporis, desde a primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, dos Encargos Moratórios e de encargos eventualmente devidos e não pagos até a data do

12.9 Outras informações relevantes

efetivo resgate; ou (ii) o valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado e da Remuneração, utilizando como taxa de desconto o cupom do título Tesouro IPCA+ com juros semestrais (NTN-B), com duration mais próxima à duration remanescente das Debêntures, calculado conforme fórmula descrita abaixo:

$$VP = \sum_{k=1}^n \left(\frac{VNEk}{FVPk} \times C \right)$$

VP = somatório do valor presente das parcelas de pagamento das Debêntures;

VNEk = valor unitário de cada um dos “k” valores futuros devidos das Debêntures, sendo o valor de cada parcela “k” equivalente ao pagamento da Remuneração e/ou à amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado, conforme o caso;

C = fator C acumulado até a data do Resgate Antecipado Facultativo, calculado conforme Cláusula 5.15.1 acima;

n = número total de eventos de pagamento a serem realizados das Debêntures, sendo “n” um número inteiro;

FVPk = fator de valor presente, apurado conforme fórmula a seguir, calculado com 9(nove) casas decimais, com arredondamento:

$$FVPk = \left\{ \left[(1 + \text{TESOURO IPCA})^{\frac{nk}{252}} \right] \right\}$$

TESOURO IPCA = cupom do título Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (NTN-B), com duration mais próxima a duration remanescente das Debêntures;

nk = número de Dias Úteis entre a data do Resgate Antecipado Facultativo e a data de vencimento programada de cada parcela “k” vincenda.

Oferta de Resgate:

A Companhia poderá realizar oferta de resgate antecipado das Debêntures.

A Companhia 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 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 (“Editais 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 Companhia, com cópia ao Agente Fiduciário, no prazo disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado. Ao final deste prazo, a Companhia terá até a data indicada no Edital de Oferta de Resgate Antecipado para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado, sendo certo

12.9 Outras informações relevantes

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 Companhia (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 Companhia.

A B3 deverá ser notificada pela Companhia 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 Companhia com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da liquidação da Oferta de Resgate Antecipado.

Resgate Antecipado Obrigatório:

Caso o Contrato de Concessão nº 01, celebrado pela Emissora em 13 de maio de 1998 ("Contrato de Concessão"), não seja renovado em até 1 (um) ano antes do vencimento previsto em tal instrumento, a Emissora estará obrigada, a seu exclusivo critério, a (i) observado o disposto na Lei 12.431, na Resolução 4.751, nas regulamentações do CMNe demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, realizar o resgate antecipado

da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures e sem a incidência de qualquer prêmio ou penalidade para a Emissora ("Resgate Antecipado Obrigatório"); (ii) incluir uma garantia fidejussória, na forma de fiança, da Enel Brasil S.A. ou de qualquer outra sociedade que lhe venha a suceder como controladora direta da Emissora, desde que tal sociedade seja uma controlada do grupo econômico da Emissora; (iii) incluir uma fiança bancária do Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco Santander (Brasil) S.A., Banco do Brasil S.A. ou do Banco BTG Pactual S.A. ou qualquer outra instituição financeira individual que figure dentre as 5 (cinco) maiores instituições financeiras no Brasil, em número de ativo total, conforme estatísticas sobre o Sistema Financeiro Nacional do Banco Central do Brasil; ou (iv) convocar com, no mínimo, 21 (vinte e um) dias corridos do prazo estabelecido para renovação da concessão de que é titular em conformidade com o Contrato de Concessão ("Concessão"), uma Assembleia Geral de Debenturistas para propor a inclusão de qualquer outra garantia real ou fidejussória, até a efetiva renovação da Concessão.

Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- (i) descumprimento, pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária aos Debenturistas, na respectiva data de pagamento prevista nesta Escritura de Emissão, não sanado no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis contado da data em que a obrigação se tornar exigível;
- (ii) descumprimento de qualquer ordem de pagamento de quantia certa oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, em valor, individual ou agregado, igual ou superior a R\$100.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seu equivalente em outra moeda;

12.9 Outras informações relevantes

- (iii) término antecipado da concessão ou intervenção pelo poder concedente, por qualquer motivo, na prestação do serviço de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da Emissora, conforme aplicável;
- (iv) alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos Debenturistas, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch), conforme rating atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poor's. Para fins deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a Enel Brasil S.A. deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora;
- (v) descumprimento pela Emissora, por 2 (dois) trimestres consecutivos, da manutenção do seguinte índice financeiro no limite abaixo estabelecido nas datas das suas respectivas apurações trimestrais constantes das Informações Trimestrais - ITR e/ou das Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP apresentadas pela Emissora à CVM, sendo que a primeira verificação para fins deste subitem ocorrerá com relação ao primeiro trimestre de 2022 (“Índice Financeiro”):

O índice obtido da divisão da Dívida Líquida (conforme definido abaixo) pelo EBITDA (conforme definido abaixo) não deverá ser maior que 3,50 (três inteiros e cinquenta centésimos),

onde:

“Dívida Líquida” significa a soma de **(a)** empréstimos e financiamentos, inclusive com o BNDES, Eletrobrás e agências multilaterais; **(b)** obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos empregados da Emissora (não considerando para fins desta definição o passivo atuarial); **(c)** saldo líquido de operações de derivativos (i.e. passivos menos ativos de operações com derivativos); **(d)** dívidas oriundas de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures e/ou notas promissórias comerciais da Emissora; e **(e)** dívidas com pessoas ligadas listadas no passivo da Emissora, líquidas dos créditos com pessoas ligadas listadas no ativo da Emissora, excluindo-se os valores referentes aos contratos que não sejam mútuos, empréstimos e/ou financiamentos firmados com essas pessoas ligadas e desde que descritos em notas explicativas das Demonstrações Financeiras da Emissora; menos o resultado da soma **(a)** do numerário disponível em caixa da Emissora; **(b)** dos saldos líquidos de contas correntes bancárias credoras e devedoras da Emissora; e **(c)** dos saldos de aplicações financeiras da Emissora.

“EBITDA” significa o lucro ou prejuízo líquido da Emissora, relativo aos últimos 12 (doze) meses, antes da contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação, baixa de ativos imobilizados, amortização, efeitos de teste de “impairments” e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional.

Caso seja editada nova lei ou ato normativo que altere a metodologia de apuração contábil no Brasil a partir da presente data, tais alterações serão obrigatoriamente desconsideradas para fins de cálculo do EBITDA, prevalecendo a regra contábil em vigor nesta data.

12.9 Outras informações relevantes

9ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA COMPANHIA

Resgate Antecipado Facultativo:

A Emissora poderá optar, a seu exclusivo critério, por realizar o resgate antecipado facultativo integral das Debêntures, desde que o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorrido entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate seja superior a 4 (quatro) anos, calculado nos termos da Resolução 3.947, ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis (“Resgate Antecipado Facultativo”).

O valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito do resgate será equivalente ao valor indicado no item (i) ou no item (ii) a seguir, dos 2 (dois) o que for maior: (i) o saldo do Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescido da Remuneração, calculados pro rata temporis, desde a primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, dos Encargos Moratórios e de encargos eventualmente devidos e não pagos até a data do efetivo resgate; (ii) o valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado e da Remuneração, utilizando como taxa de desconto o cupom do título Tesouro IPCA+ com juros semestrais (NTN-B), com vencimento mais próximo à duration remanescente das Debêntures.

O Resgate Antecipado Facultativo será realizado por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 5.28, ou envio de comunicado individual aos respectivos Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário, com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a efetivação do Resgate Antecipado Facultativo, os quais deverão indicar (i) a data efetiva para o resgate integral das Debêntures, e pagamento aos respectivos Debenturistas, que deverá ser um Dia Útil; e (ii) as demais informações necessárias para a realização do Resgate Antecipado Facultativo.

Caso (i) as Debêntures estejam custodiadas eletronicamente na B3, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3; ou (ii) Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente no ambiente da B3, o resgate antecipado da totalidade das Debêntures deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escrirador.

O pagamento das Debêntures a serem resgatadas antecipadamente em sua totalidade por meio do Resgate Antecipado Facultativo 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 respectivos Debenturistas a ser realizado pelo Escrirador, no caso das Debêntures da que não estejam custodiadas conforme o item (i) acima.

Não será admitido o Resgate Antecipado Facultativo de parte das Debêntures sendo, portanto, necessário o resgate da totalidade das Debêntures, que serão obrigatoriamente canceladas.

A B3 deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o respectivo Debenturista for notificado sobre o Resgate Antecipado Facultativo.

Oferta de Resgate:

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, ou envio de comunicado individual aos Debenturistas da, 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, incluindo: (a) a forma de manifestação dos Debenturistas que aceitarem a Oferta de Resgate Antecipado; (b) a data efetiva para o resgate integral das Debêntures, que deverá ser um Dia Útil; (c) informação se a Oferta de Resgate Antecipado estará condicionada à aceitação de um percentual mínimo de Debêntures; (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 de todas as Debêntures que aderiram à oferta será realizado em uma única data.

12.9 Outras informações relevantes

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 conforme o item (i) acima.

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 deverá ser notificada 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.

Resgate Antecipado Obrigatório:

Caso o Contrato de Concessão não seja renovado em até 1 (um) ano antes do vencimento previsto em tal instrumento, a Emissora estará obrigada, a seu exclusivo critério, a (i) observado o disposto na Lei 12.431, na Resolução 4.751, nas regulamentações do CMN e demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures e sem a incidência de qualquer prêmio ou penalidade para a Emissora ("Resgate Antecipado Obrigatório"); (ii) incluir uma garantia fidejussória, na forma de fiança, da Enel Brasil S.A. ou de qualquer outra sociedade que lhe venha a suceder como controladora direta da Emissora, desde que tal sociedade seja uma controlada do grupo econômico da Emissora; (iii) incluir uma fiança bancária do Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco Santander (Brasil) S.A. ou Banco do Brasil S.A. ou qualquer outra instituição financeira individual que figure dentre as 5 (cinco) maiores instituições financeiras no Brasil, em número de ativo total, conforme estatísticas sobre o Sistema Financeiro Nacional do Banco Central do Brasil; ou (iv) convocar com, no mínimo, 15 (quinze) dias corridos do prazo estabelecido para renovação da concessão, uma Assembleia Geral de Debenturistas para propor a inclusão de qualquer outra garantia real ou fidejussória, até a efetiva renovação da concessão objeto do Contrato de Concessão.

Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- (vi) descumprimento, pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária aos Debenturistas, na respectiva data de pagamento prevista nesta Escritura de Emissão, não sanado no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis contado da data em que a obrigação se tornar exigível;
- (vii) descumprimento de qualquer ordem de pagamento de quantia certa oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, em valor, individual ou agregado, igual ou superior a R\$100.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seu equivalente em outra moeda;
- (viii) término antecipado da concessão ou intervenção pelo poder concedente, por qualquer motivo, na prestação do serviço de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da Emissora, conforme aplicável;
- (ix) alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos Debenturistas, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch), conforme rating atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poor's. Para fins

12.9 Outras informações relevantes

deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a Enel Brasil S.A. deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora;

- (x) descumprimento pela Emissora, por 2 (dois) trimestres consecutivos, da manutenção do seguinte índice financeiro no limite abaixo estabelecido nas datas das suas respectivas apurações trimestrais constantes das Informações Trimestrais - ITR e/ou das Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP apresentadas pela Emissora à CVM, sendo que a primeira verificação para fins deste subitem ocorrerá com relação ao primeiro trimestre de 2023 (“Índice Financeiro”):

O índice obtido da divisão da Dívida Líquida (conforme definido abaixo) pelo EBITDA (conforme definido abaixo) não deverá ser maior que 3,50 (três inteiros e cinquenta centésimos),

onde:

“Dívida Líquida” significa a soma de **(a)** empréstimos e financiamentos, inclusive com o BNDES, Eletrobrás e agências multilaterais; **(b)** obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos empregados da Emissora (não considerando para fins desta definição o passivo atuarial); **(c)** saldo líquido de operações de derivativos (i.e. passivos menos ativos de operações com derivativos); **(d)** dívidas oriundas de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures e/ou notas promissórias comerciais da Emissora; e **(e)** dívidas com pessoas ligadas listadas no passivo da Emissora, líquidas dos créditos com pessoas ligadas listadas no ativo da Emissora, excluindo-se os valores referentes aos contratos que não sejam mútuos, empréstimos e/ou financiamentos firmados com essas pessoas ligadas e desde que descritos em notas explicativas das Demonstrações Financeiras da Emissora; menos o resultado da soma **(a)** do numerário disponível em caixa da Emissora; **(b)** dos saldos líquidos de contas correntes bancárias credoras e devedoras da Emissora; e **(c)** dos saldos de aplicações financeiras da Emissora.

“EBITDA” significa o lucro ou prejuízo líquido da Emissora, relativo aos últimos 12 (doze) meses, antes da contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para

contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação, baixa de ativos imobilizados, amortização, efeitos de teste de “impairments” e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, desde quando incluídos no resultado operacional.

Caso seja editada nova lei ou ato normativo que altere a metodologia de apuração contábil no Brasil a partir da presente data, tais alterações serão obrigatoriamente desconsideradas para fins de cálculo do EBITDA, prevalecendo a regra contábil em vigor nesta data.

12ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA COMPANHIA

Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério: (i) realizar uma oferta facultativa de resgate antecipado da totalidade (sendo vedada oferta facultativa de resgate antecipado parcial) das Debêntures da Primeira Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures (“Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Primeira Série”); e (ii) observado o disposto no artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, combinado com o artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei 12.431, na Resolução 4.751, e demais regulamentações do CMN e nas demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, realizar, desde que respeitado o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorrido entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate superior a 4 (quatro) anos, ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis, oferta

12.9 Outras informações relevantes

facultativa de resgate antecipado da totalidade (sendo vedada oferta facultativa de resgate antecipado parcial) das Debêntures da Segunda Série (“Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série” e, em conjunto com a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Primeira Série, “Oferta de Resgate Antecipado”).

A Oferta de Resgate Antecipado será endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, nos termos e condições previstos abaixo.

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 5.30, 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 pretende realizar o resgate, em ambos os casos com cópia à B3, o(s) qual(is) deverá(ão) descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures, incluindo: (a) a forma e o prazo de manifestação dos Debenturistas que aceitarem a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures; (b) a data efetiva para o resgate integral das Debêntures da respectiva Série, que deverá ser um Dia Útil; (c) informação se a Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures estará condicionada à aceitação de um percentual mínimo de Debêntures; (d) o percentual do prêmio de resgate antecipado, caso exista, que não poderá ser negativo e, para as Debêntures da Segunda Série, deverá observar, ainda, o disposto no inciso III, do artigo 1º, da Resolução CMN 4.751; e (e) as demais informações necessárias para a tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures”).

Após a publicação ou comunicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures, os Debenturistas que optarem pela adesão à referida oferta terão que comunicar diretamente a Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, e formalizar sua adesão no sistema da B3, no prazo disposto no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures. Ao final deste prazo, a Emissora terá até a data indicada no Edital de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures, 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 das Debêntures será equivalente (i) ao Valor Nominal Unitário ou do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, para as Debêntures da Primeira Série, e (ii) ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série, para as Debêntures da Segunda Série acrescida da Remuneração da respectiva Série, 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 (i) as Debêntures da Primeira Série e/ou da Segunda Série estejam custodiadas eletronicamente na B3, o resgate antecipado das Debêntures da Primeira Série e/ou da Segunda Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3; ou (ii) as Debêntures da Primeira Série e/ou Segunda Série não estejam custodiadas eletronicamente na B3, o resgate antecipado das Debêntures da Primeira Série e/ou da Segunda Série deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador.

A Emissora deverá resgatar a totalidade das Debêntures daqueles Debenturistas que aceitarem e aderirem à Oferta de Resgate Antecipado, ainda que a totalidade dos Debenturistas não tenha aceitado a Oferta de Resgate Antecipado, não havendo hipótese de sorteio das Debêntures a serem resgatadas.

12.9 Outras informações relevantes

A Emissora poderá condicionar a Oferta de Resgate Antecipado à aceitação desta por um percentual mínimo de Debenturistas, a ser por ela definido quando da comunicação ou publicação do Edital de Oferta de Resgate Antecipado. O resgate antecipado das Debêntures ocorrerá no prazo previsto na Cláusula 5.19.3 da Escritura. Caso a quantidade de Debenturistas que aceite a Oferta de Resgate Antecipado não seja suficiente para atingir o percentual mínimo estipulado no Edital de Oferta de Resgate Antecipado, conforme o caso, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, (i) cancelar a referida Oferta de Resgate Antecipado; ou (ii) resgatar as Debêntures objeto da referida Oferta de Resgate Antecipado que a tenham aceitado.

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 das Debêntures.

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 das Debêntures.

O prazo médio ponderado das Debêntures da Segunda Série será calculado quando da realização da Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures da Segunda Série, nos termos da Resolução CMN 5.034 ou de outra forma, desde que venha a ser legalmente permitido e devidamente regulamentado pelo CMN, nos termos da Lei 12.431.

Além disso, o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série poderá ser realizado apenas em períodos de, no mínimo, 180 (cento e oitenta) dias contados do primeiro Dia Útil após ser alcançado o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos entre a Data de Emissão das Debêntures da Segunda Série e a data do efetivo resgate das Debêntures da Segunda Série, ou outro que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentações aplicáveis, exceto se houver aprovação, em primeira ou em segunda convocações, pelos titulares de Debêntures da Segunda Série, nos termos do parágrafo primeiro, do artigo 1º da Resolução CMN 4.751, ou de outra forma, desde que venha a ser legalmente permitido e devidamente regulamentado pelo CMN, nos termos da Lei 12.431.

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Status	Justificativa
José Nunes De Almeida Neto,	Diretor Presidente	Registrado	
Francesco Tutoli	Diretor de Relações com Investidores	Alterado	atualização da assinatura digital no item 13.1 arquivado em 02/06/2025

13.1 Declaração do diretor presidente

13.1 Declaração do Diretor Presidente

DECLARAÇÃO

Eu, **José Nunes De Almeida Neto**, brasileiro, casado, engenheiro elétrico, portador do documento de identidade **RG** nº 2007002002300 - SSP/CE, inscrito no CPF/MF sob o nº 116.258.723-72, com domicílio profissional na Rua Padre Valdevino, nº 150, Centro, CEP 60135-040, no município de Fortaleza, no Estado do Ceará, na qualidade de Diretor Presidente da Companhia Energética do Ceará – COELCE ("Companhia"), neste ato declaro que:

- a) revi o formulário de referência da Companhia;
- b) todas as informações contidas no formulário de referência da Companhia atendem ao disposto na Resolução da Comissão de Valores Mobiliários n.º 80, de 29 de março de 2022, em especial aos artigos 15 a 20; e
- c) as informações contidas no formulário de referência da Companhia retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e os riscos inerentes às suas atividades.

**JOSE NUNES DE
ALMEIDA
NETO:11625872372**

Digitally signed by JOSE NUNES
DE ALMEIDA NETO:11625872372
Date: 2025.05.30 12:21:58 -03'00'

José Nunes De Almeida Neto
Diretor Presidente

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

DECLARAÇÃO

Eu, **Francesco Tutoli**, italiano, casado, Contador Público habilitado na Itália, portador do documento de identidade RNM n.º G185185-D, expedida pelo CGPI/DIREX/DPF, inscrito no CPF/MF sob o n.º 063.450.997-75, residente e domiciliado(a) na Avenida das Nações Unidas, 14401, Conjunto 1 ao 4, Torre B1, 17º ao 23º andar, Vila Gertrudes, São Paulo, São Paulo, Brasil, CEP 04794-000 na qualidade de Diretor de Relações com Investidores da Companhia Energética do Ceará – COELCE ("Companhia"), neste ato declaro que:

- a) revi o formulário de referência da Companhia;
- b) todas as informações contidas no formulário de referência da Companhia atendem ao disposto na Resolução da Comissão de Valores Mobiliários n.º 80, de 29 de março de 2022, em especial aos artigos 15 a 20; e
- c) as informações contidas no formulário de referência da Companhia retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e os riscos inerentes às suas atividades.

FRANCESCO

TUTOLI:06345099775

Digitally signed by FRANCESCO
TUTOLI:06345099775
Date: 2025.06.03 17:45:36 -03'00'

Francesco Tutoli

Diretor de Relações com Investidores

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual

Documento não preenchido.