

Ampla Energia e Serviços S.A.

CNPJ: 33.050.071/0001-58

Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2023

Com relatório dos auditores independentes

Ampla Energia e Serviços S.A.

Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2023

Índice

Relatório da administração	3
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras.....	18
Demonstrações financeiras	
Balanços patrimoniais	22
Demonstrações do resultado	24
Demonstrações do resultado abrangente	25
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	26
Demonstrações dos fluxos de caixa	27
Demonstrações do valor adicionado	28
Notas explicativas às demonstrações financeiras	29

Relatório da Administração - 2023

Enel Distribuição Rio

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.

Relações com Investidores

<https://ri.enel.com/publicacoes/central-de-resultados#publicacoes> | brasil.investorrelations@enel.com

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2023

Senhores Acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Ampla Energia e Serviços S.A (“Enel Distribuição Rio” ou “Companhia”) submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, com o relatório dos Auditores Independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2023 e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração dados consolidados em relação ao mesmo período de 2023, exceto quando especificado em contrário. Os dados operacionais marcados com (*) não foram auditados pela auditoria independente KPMG Auditores Independentes.

1 DESTAQUES

Evento Climático e Impactos na área de concessão

Na noite do dia 18 de novembro de 2023 a área de concessão da Companhia, foi afetada por um evento climático atípico, com fortes chuvas, rajadas de vento e descargas atmosféricas, causando danos severos em várias cidades fluminenses. Os ventos atingiram velocidades superiores a 100 km na maior parte da área de concessão da Companhia.

A tempestade provocou danos graves na rede de distribuição da Companhia, principalmente pela queda de árvores de grande porte, galhos e muros. Ao todo, foram registradas a queda de mais de 1.000 árvores, galhos e objetos lançados sobre a rede, impactando gravemente diversos pontos dos 62 mil quilômetros de redes aéreas nos 66 municípios da área de concessão da Companhia, afetando 1,2 milhão de clientes (46% do total). Durante o pico das chuvas, 636 mil consumidores tiveram o fornecimento de energia interrompido simultaneamente, número aproximadamente 4x maior em comparação ao evento ocorrido na região serrana. Ao todo, foram substituídos 199 postes e 153 transformadores, além de 172 emendas e recomposição de cabos e 30 km de cabos substituídos.

Ações realizadas durante a crise

Prontamente a Companhia iniciou a ativação do seu plano de contingência, direcionando todas as atividades, incluindo as de cunho comercial, para as ocorrências de emergência. A Enel Rio montou uma força-tarefa triplicando as equipes em campo, que trabalharam de forma incansável para reestabelecer a energia o mais rápido possível diante do cenário caótico, incluindo o deslocamento de colaboradores de outros estados onde a Enel tem atuação e a mobilização extraordinária de colaboradores terceiros especializados no setor elétrico.

Em relação ao atendimento ao cliente, a capacidade do call center foi duplicada incluindo o apoio de equipes de outros estados e outras funções de atendimento. O monitoramento dos canais digitais foi reforçado e 11 lojas foram abertas no domingo e feriado. Além disso, foram criadas salas presenciais de cooperação com as prefeituras dos municípios mais afetados para facilitar a comunicação, a priorização de casos críticos e o acesso a locais críticos. Clientes vitais, hospitais, empresas de água e escolas e outros segmentos estratégicos foram priorizados e contaram com contato proativo constante.

Dentro das primeiras 24 horas foram recuperados 86% dos clientes, representando aproximadamente 1 milhão de usuários, incluindo aqueles considerados prioritários, tais como hospitais e clínicas, estações de água e esgoto e clientes vitais. Em 48 horas, o número aumento para 95% da base de clientes. Após esse período restaram os casos mais complexos que dependiam da reconstrução da rede.

Em relação a comunicação com o cliente, a companhia proativamente promoveu disparos de SMS e email para clientes residenciais, contato telefônico ou via whatsapp com poder público e grandes clientes contendo pré-alerta da previsão de condições climáticas adversas e reforçando os canais de comunicação para registro de falta de energia. As ações foram sustentadas ao longo da contingência com status do atendimento, informações sobre as regiões e cidades afetadas além de alertas de segurança para a população. As medidas incluíram notas proativas para a imprensa com anúncios e entrevistas em programas de rádio, TV e mídias digitais.

Plano de Melhoria

Por conta dos efeitos do El Niño, os eventos climáticos têm sido mais fortes e frequentes, com ventos acima do normal, que causam impactos severos no fornecimento da energia. As tempestades com descargas atmosféricas e intensas rajadas de vento, trazem desafios adicionais para a gestão das redes elétricas.

Diante deste quadro, a Companhia passou a contar com um novo plano para eventuais episódios extremos. Nos casos de contingências severas, o aumento da força de trabalho operacional será até três vezes superior ao patamar normal que a gestão emergencial atende.

O reforço se aplica também aos canais de atendimento, que terão estrutura dimensionada para cada situação. No call center, a capacidade de atendimento será dobrada nas contingências severas, além de iniciativas adicionais, que já estão em funcionamento desde novembro, tais como:

- Comunicação massiva nos canais de atendimento, incluindo as principais mídias digitais;
- Melhoria no canal de comunicação com grandes clientes e poder público, com a criação de grupos de Whatsapp específicos com tais stakeholders;
- Otimização do processo de cadastro e monitoramento dos clientes vitais.

Vale ressaltar que a preparação da Enel Rio vai muito além do plano de contingências e integra-se ao plano de investimento e ações de manutenção preventiva nas regiões para melhorar a rede e a qualidade do serviço.

Ao longo do ano, são realizadas ações de inspeção da rede, podas preventivas e extraordinárias, reforço dos dispositivos de digitalização e substituição de equipamentos (como transformadores, espaçadores de rede e cabos), além da realização de obras estruturais de modernização e ampliação do sistema. O objetivo é tornar a rede mais eficiente, automatizada e resiliente, reduzindo eventuais impactos sobre o serviço de fornecimento de energia.

Por fim, ressalta-se que a Companhia tem cumprido com suas obrigações regulatórias e contratuais, atendendo aos limites de continuidade do serviço (DEC e FEC) estabelecidos pela Aneel.

Panorama da Crise



CONTEXTO SETORIAL E REGULATÓRIO*

A Enel Distribuição Rio é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica sujeita à regulamentação da ANEEL e do MME. A Companhia também está sujeita aos termos do seu contrato de concessão, que foi celebrado com a ANEEL em 1996, concedendo-lhe o direito de distribuir energia na sua área de concessão até dezembro de 2026.

A tarifa de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticada pela Companhia na distribuição de energia a clientes finais, é determinada de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação

estabelecida pela ANEEL. Ambos estabelecem um teto para a tarifa e preveem ajustes anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um significativo desequilíbrio econômico-financeiro).

Nos ajustes das tarifas de energia elétrica, a ANEEL divide os custos de distribuição entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora (chamados Parcela A) e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora (chamados Parcela B). Na Parcela A estão inclusos, entre outros, o custo de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, o retorno sobre os investimentos relacionados à concessão, considerados na Base de Remuneração Regulatória ("BRR") da Companhia, os custos e depreciação regulatória, e os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Nos reajustes tarifários anuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator X, que constitui em uma somatória do componente de produtividade, de trajetória de custos operacionais e de qualidade.

A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da Enel Distribuição Rio é 15 de março.

Bandeiras Tarifárias vigentes

Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), o sistema de bandeiras tarifárias estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A partir de 01/07/22 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,989 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/07/22 - As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 6,5 (patamar 1) e R\$ 9,795 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.
- Bandeira Escassez Hídrica possuiu vigência de setembro de 2021 a abril de 2022 e a tarifa foi acrescida de R\$ 14,20 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

De janeiro a dezembro de 2023, devido aos níveis de reservatórios hidráulicos estarem adequados, a ANEEL não publicou o acionamento da bandeira para os consumidores. Desta forma, para este período, a bandeira tarifária vigente é a verde.

As bandeiras tarifárias que vigoraram em 2022 e 2023, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2022	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	Resolução CREG nº 3/2021 Bandeira Escassez Hídrica			55,70	55,70	55,70	55,70	97,48	56,78	55,70	55,70	55,70
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

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												

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

Em 14 de dezembro de 2021, a Resolução Homologatória n.º 2.994 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2022. O PLD máximo foi fixado em R\$ 646,58/MWh e o valor mínimo em R\$ 55,70/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2022.

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.

Revisão Tarifária Periódica 2023

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 14 de março, deliberou sobre a revisão tarifária periódica de 2023 a ser aplicado a partir de 15 de março de 2023, conforme Resolução Homologatória nº 3.177/2023.

A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica da Companhia de +3,79% composto por reajuste econômico de +6,30% e componente financeiro de -2,51%. Considerando o componente financeiro do último processo tarifário, -0,51%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +3,28%.

Revisão Tarifária Extraordinária (Efeitos da Pandemia e Lei do Corte)

Em 10 de março de 2022, a Enel Rio protocolou pedido de Revisão Tarifária Extraordinária à ANEEL, em função dos efeitos da pandemia de COVID 19 e da situação extraordinária decorrente da Lei Estadual nº 8.976/2020, editada pelo Governo do Estado do Rio de Janeiro, que impediu os cortes de energia em 2020 e 2021 e provocou aumento no nível de inadimplência.

Em 13 de junho de 2023, a diretoria da ANEEL decidiu pela realização da Consulta Pública nº 019/2023 para discutir o referido pedido de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) da Enel Distribuição Rio de Janeiro. O prazo para envio de contribuições foi até 31 de julho de 2023.

Em 31 de outubro de 2023, em reunião pública de diretoria, a diretoria colegiada da ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) da Companhia. Os efeitos da RTE, conforme o Despacho ANEEL nº 4.089/2023, serão considerados como componente financeiro no próximo processo tarifário, a ser realizado em 15 de março de 2024. Dessa forma, por se tratar de um componente financeiro apurado desde a

aprovação da referida RTE, a Companhia efetuou a contabilização do montante atualizado para 31 de dezembro de 2023 no valor de R\$ 177.057 mil.

3 DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	2023	2022	Var. %
Mercado Cativo	3.219.679	3.060.869	5,2%
Residencial - Convencional	2.278.825	2.509.529	-9,2%
Residencial - Baixa Renda	709.978	328.227	>100,0%
Industrial	3.588	3.592	-0,1%
Comercial	140.468	135.766	3,5%
Rural	67.056	64.829	3,4%
Setor Público	19.764	18.926	4,4%
Clientes Livres	1.108	952	16,4%
Industrial	146	140	4,3%
Comercial	802	697	15,1%
Rural	29	21	38,1%
Setor Público	130	93	39,8%
Residencial	1	1	-
Revenda	9	5	80,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	3.220.796	3.061.826	5,2%

A Companhia encerrou 2023 com um aumento de 5,2% no número de consumidores efetivos faturados em relação ao registrado em 2022, explicado pelo aumento na mesma ordem, no mercado cativo.

No mercado cativo, os clientes residenciais – convencionais registraram redução de 9,2% enquanto a classe residencial baixa renda, registrou um aumento de mais de 100% em 2023 em comparação ao ano anterior, resultado do enquadramento automático de clientes (Resolução Normativa 953/2021 da Aneel, que passou a vigorar em 2022), bem como do plano de aceleração do cadastro que contou com reforço de comunicação, capacitação das lojas, parceria com as prefeituras e aperfeiçoamento do cadastro.

Já os clientes livres apresentaram crescimento de 16,4% no ano, refletindo a migração de clientes do mercado cativo.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	2023	2022	Var. %
Mercado Cativo	7.854	7.735	1,5%
Clientes Livres	3.269	3.059	6,9%
Revenda	402	482	-16,6%
Consumo Próprio	92	24	>100,0%
Total - Venda e Transporte de Energia	11.618	11.300	2,8%

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	2023	2022	Var. %
Residencial - Convencional	4.087	4.438	-7,9%
Residencial - Baixa Renda	854	386	>100,0%
Industrial	132	140	-5,7%
Comercial	1.411	1.409	0,1%
Rural	136	141	-3,5%
Setor Público	1.233	1.221	1,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.854	7.735	1,5%

O consumo do mercado cativo em 2023 apresentou um crescimento de 1,5% em relação ao mesmo período do ano passado, influenciado pelo alto consumo no último trimestre do ano.

Os principais destaques foram o aumento do consumo da classe residencial baixa renda refletindo o maior número de consumidores nessa categoria e a redução/estabilidade das demais classes, relacionado principalmente à migração de clientes para o mercado livre.

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	2023	2022	Var. %
Industrial	2.109	1.579	33,6%
Comercial	799	703	13,7%
Rural	100	44	>100,0%
Setor Público	257	210	22,4%
Residencial	4	4	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	3.269	2.540	28,7%

O consumo de energia para o mercado livre apresentou um aumento de 28,7% em 2023 em comparação ao 2022 em razão do crescimento do número de clientes em todas as classes, sobretudo do setor comercial, contribuindo para o aumento do consumo.

No setor comercial, destaca-se o aumento do consumo em varejo, saúde, serviços financeiro e telecom. Já no setor industrial, observa-se a alta dos principais setores: veículos, petróleo e gás, químicos e borracha e plástico.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

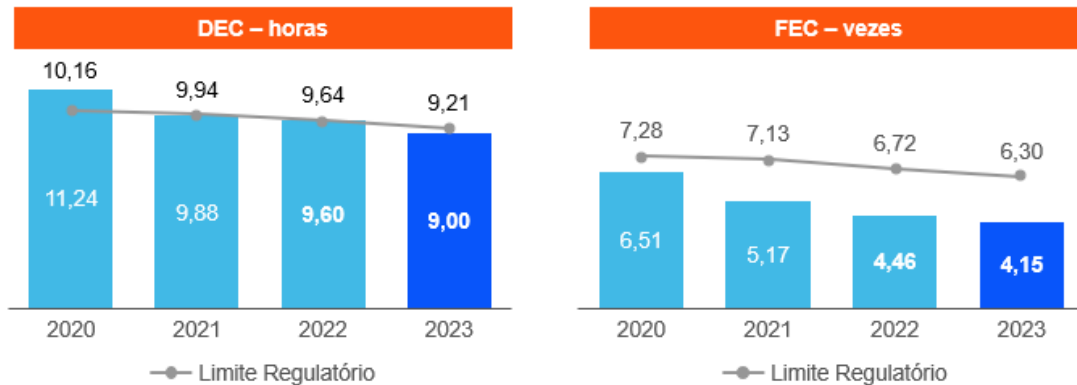
	2023	2022	Var. %
Itaipu	1.954	2.107	-7,3%
Angra I e II	378	393	-3,8%
PROINFA	179	202	-11,4%
Leilão e Quotas	8.960	9.547	-6,1%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	11.471	12.249	-6,4%
Liquidação na CCEE	159	(770)	<-100,0%
Total - Compra de Energia	11.630	11.479	1,3%

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	2023	2022	Var. %
Energia requerida (GWh)	15.714	14.719	6,8%
Energia fornecida (GWh)	12.046	11.463	5,1%
Mercado Cativo	8.596	8.420	2,1%
Mercado Livre	3.451	3.043	13,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (GWh)	3.668	3.255	12,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (%)	23,34%	22,12%	1,22 p.p

Qualidade do Fornecimento

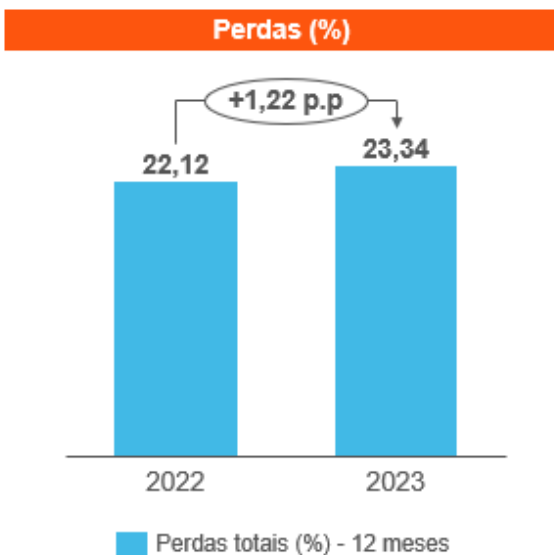


Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

Em 2023, os indicadores DEC e FEC apresentaram uma queda de 6,2% e 7,1% respectivamente em relação ao mesmo período em 2022. Apesar das condições climáticas adversas durante o período em questão, os investimentos contínuos focados na produtividade dos atendimentos, inspeções preventivas e automação e telecomandos contribuíram para a melhoria da qualidade do sistema.

Por fim, cabe destacar que os esforços e iniciativas da Companhia voltadas para a melhoria constante dos indicadores de qualidade correspondem em 2023, a um dos menores níveis registrados desde o período pré-covid para ambos os indicadores.

Disciplina de Mercado



As perdas de energia TAM¹ – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram 23,34% em 2023, um aumento de 1,22 p.p. em relação às perdas registradas em 2022, de 22,12% em decorrência do evento climático ocorrido em novembro e das altas temperaturas registradas durante último trimestre do ano.

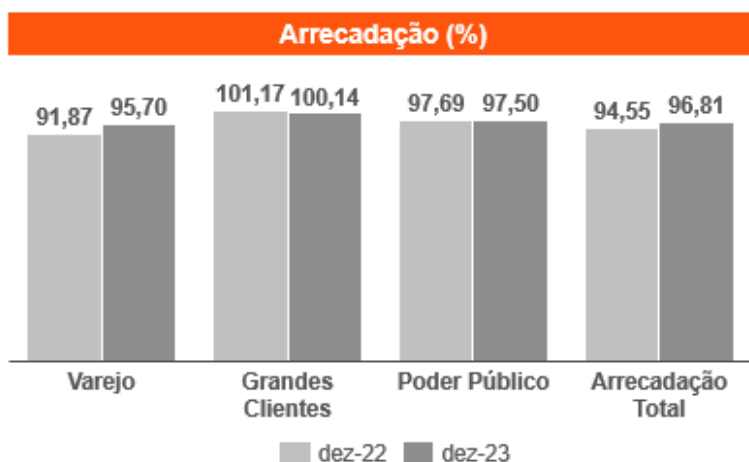
As operações de cortes, leituras e inspeções foram impactadas pelo evento climático extremo ocorrido em novembro, onde houve a necessidade de mobilização das equipes de campo que atuam nesses processos para o atendimento das ocorrências emergenciais, resultando em um nível maior de perdas de energia que seriam possivelmente mitigadas em condições normais. Além deste efeito, as altas temperaturas registradas no último trimestre do ano geraram um incremento na demanda, elevando a energia injetada na rede, aumentando consequentemente o nível de perdas.

As maiores perdas da Companhia estão concentradas principalmente nas chamadas áreas de risco, regiões onde a Companhia tem dificuldades operativas, e que apresentam maior nível de furto e desperdício de energia.

O plano de combate as perdas de energia da Enel Rio mantém suas ações nos pilares de prevenção e recuperação da receita, principalmente na recuperação do seu ciclo comercial, com projetos com foco na recuperação de clientes cortados, mapeamento e conexão de consumidores clandestinos, redução de passivos

em manutenção de equipamentos de medição e melhorias nos processos de leitura, reduzindo a quantidade de clientes faturados por média e mínimo.

Arrecadação



Em relação ao indicador de arrecadação, o mesmo registrou um crescimento de 2,26 pontos percentuais em 2023 versus 2022, reflexo da intensificação das ações de cobrança realizadas pela Companhia, com o reforço dos canais de pagamento, em especial a implementação do PIX, além do efeito positivo da arrecadação de uma dívida do setor público relevante.

Em relação ao evento climático, durante parte do mês de novembro a Companhia paralisou temporariamente seus processos de cobrança de dívida devido a alocação da força operativa na

recuperação da infraestrutura afetada da Distribuição. Tal impacto foi parcialmente recuperado no mês de dezembro através de ações de cobrança.

Destaca-se que a Companhia mantém constantemente a realização de ações para reduzir os níveis de inadimplência, tais como ações de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, parcelamento de faturas e canal de negociação online para liquidação de valores em aberto.

4 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	2023	2022	Var. %
Fornecimento de Energia	8.386.824	8.594.978	-2,4%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	1.013.703	1.043.002	-2,8%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(77.357)	(59.199)	30,7%
Subvenção baixa renda	198.569	87.557	>100,0%
Subvenção de recursos da CDE	272.693	281.596	-3,2%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo e Livre	9.794.432	9.947.934	-1,5%
Ativos e passivos financeiros setoriais	468.377	352.406	32,9%
Receita de Construção	1.084.566	1.453.300	-25,4%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	124.322	-100,0%
Marcação a mercado de ativo indenizável	344.053	261.498	31,6%
Outras Receitas	146.986	151.771	-3,2%
Total - Receita Operacional Bruta	11.838.414	12.291.231	-3,7%
ICMS	(2.020.241)	(2.276.746)	-11,3%
PIS	(134.523)	(129.420)	3,9%
COFINS	(619.623)	(596.116)	3,9%
ISS	(4.726)	(4.984)	-5,2%
Total - Tributos	(2.779.113)	(3.007.266)	-7,6%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.188.168)	(1.142.027)	4,0%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(63.312)	(59.704)	6,0%
Encargos do consumidor - CCRBT	(2.175)	(339.846)	-99,4%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(9.158)	(9.667)	-5,3%
Total - Encargos Setoriais	(1.262.813)	(1.551.244)	-18,6%
Total - Deduções da Receita	(4.041.926)	(4.558.510)	-11,3%
Total - Receita Operacional Líquida	7.796.488	7.732.721	0,8%

A receita operacional líquida da Companhia apresentou uma variação positiva de 0,8% em 2023, ou R\$ 63,8 milhões, em relação ao ano anterior, totalizando R\$ 7,8 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia em 2023, alcançou o montante de R\$ 6,7 bilhões, um aumento de R\$ 432,5 milhões em relação a 2022, cujo montante foi de R\$ 6,3 bilhões. Destaca-se a variação no 2023 versus 2022 dos seguintes itens que compõem a receita operacional líquida:

- Principal efeito associado ao impacto positivo da redução nas deduções da receita em 2023, na ordem de 11,3% ou R\$ 516,6 milhões em comparação com 2022, sendo os principais efeitos:
 - Redução de 7,6% (R\$ 228,2 milhões) no total de tributos, decorrente da redução da alíquota de ICMS incidente nas contas de energia elétrica desde julho de 2022 e;
 - Redução de 18,6% ou R\$ 288,4 milhões em Encargos Setoriais, derivados sobretudo pela redução de R\$ 337,7 milhões na rubrica de Encargos do consumidor – CCRBT, relacionada com as bandeiras tarifárias. Em 2022 houve a vigência da bandeira de escassez hídrica até o mês de abril enquanto em 2023, houve a vigência da bandeira verde durante todo os meses do período.
- Também contribuiu para a variação positiva da receita líquida: (i) o aumento na rubrica de Marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 82,6 milhões em razão da deflação registrada no ano anterior e o aumento da base de ativos em decorrência da revisão tarifária; e (ii) o aumento na linha de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais na ordem de R\$ 116,0 milhões, como resultado de maior constituição de ativo regulatório no período, reflexo da redução dos custos entre os períodos.

Tais efeitos foram compensados parcialmente por:

- Redução da rubrica de fornecimento de energia em R\$ 208,2 milhões refletindo os seguintes efeitos: (i) menor arrecadação em relação ao ano passado em decorrência da redução da alíquota de ICMS incidente nas contas de energia elétrica desde julho de 2022, (ii) impacto da bandeira de escassez hídrica que esteve vigente até abril de 2022 e aumentou a arrecadação em tal período, afetando a base de comparação e (iii) ajuste na metodologia no cálculo da tarifa dos clientes livres, realizado no mês de agosto;
- Redução de R\$ 124,3 milhões na rubrica de Venda de Energia Excedente - MVE, em razão da não participação no mecanismo em 2023.

Custos e Despesas Operacionais

No segmento de distribuição de energia, de acordo com a ANEEL, a estrutura de custos e despesas operacionais é dividida entre (i) Parcela A (chamados de aqui custos não gerenciáveis pela distribuidora) e (ii) Parcela B (que representam os custos gerenciáveis pela distribuidora).

Na Parcela A, ou custos não-gerenciáveis, estão inclusos os custos de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição e sua depreciação.

A seguir, estão demonstrados os Custos e Despesas Operacionais da Companhia, segregados entre gerenciáveis e não-gerenciáveis.

CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R\$ MIL)

	2023	2022	Var. %
Custos e despesas não gerenciáveis			
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.579.215)	(2.661.267)	-3,1%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(988.556)	(747.486)	32,3%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(256.319)	(292.336)	-12,3%
Total - Não gerenciáveis	(3.824.090)	(3.701.089)	3,3%
Custos e despesas gerenciáveis			
Pessoal	(214.944)	(155.669)	38,1%
Material e Serviços de Terceiros	(709.740)	(605.645)	17,2%
Depreciação e Amortização	(673.754)	(560.863)	20,1%
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(149.234)	(152.883)	-2,4%
Custo de Construção	(1.084.566)	(1.453.300)	-25,4%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(139.815)	(114.268)	22,4%
Perda de recebíveis de clientes	(172.000)	(103.683)	65,9%
Receita de multa por impuntualidade de clientes	90.918	90.982	-0,1%
Outras receitas/despesas operacionais	(248.592)	(209.006)	18,9%
Total - Gerenciáveis	(3.301.727)	(3.264.335)	1,1%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(7.125.817)	(6.965.424)	2,3%

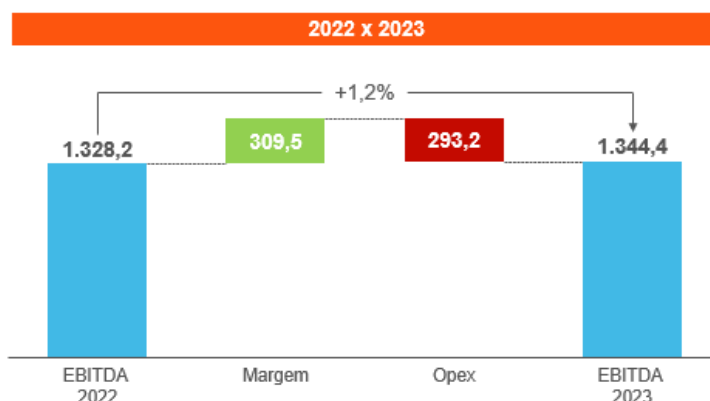
Os custos e despesas operacionais apresentaram um aumento de 2,3% (R\$ 160,4 milhões) no ano em relação a 2022. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesas operacionais da Companhia alcançaram o montante de R\$ 6,0 bilhões em 2023, o que representa um aumento de 9,6% (R\$ 529,1 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior.

Os custos e despesas não gerenciáveis totalizaram R\$ 3,8 bilhão, resultado 3,3% ou R\$ 123,0 milhões superior em relação ao mesmo período em 2022 em razão do aumento de R\$ 241,1 milhões na rubrica relacionada a encargos do uso do sistema de transmissão relacionado ao maior nível de despacho por segurança energética.

Os custos e despesas gerenciáveis somaram R\$ 3,3 bilhões, montante 1,1% superior comparado ao mesmo período do ano passado. Excluindo-se os custos de construção, houve um aumento de 22,4% ou R\$ 406,1 milhões, explicado por:

- Aumento de R\$ 113,0 milhões em depreciação e amortização devido ao aumento da base de ativos;
- Aumento de R\$ 104,1 milhões em Materiais e Serviços de Terceiros decorrentes do maior volume de atendimento emergencial no 1T23 e 4T23 relacionado aos eventos climáticos de fevereiro e novembro, além da inflação e aumento nos valores dos contratos com empresas parceiras;
- Aumento de R\$ 68,3 milhões em perdas de recebíveis de clientes em razão de *write-off* da dívida;
- Aumento de R\$ 59,3 milhões com despesa de pessoal devido ao pagamento de bônus, à internalização de parte das equipes operacionais e pelos eventos climáticos extraordinários de fevereiro e novembro;
- Aumento de R\$ 39,6 milhões em outras receitas/despesas operacionais em decorrência das perdas líquidas relacionadas à alienação e desativação de bens e direitos obrigatórios para a regularização físico-contábil pós revisão tarifária;
- Aumento de R\$ 25,5 milhões explicado principalmente pela provisão relacionada ao auto de infração nº 29/2020 conforme nota explicativa 17.1 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

EBITDA*



O EBITDA da Enel Rio atingiu o montante de R\$ 1,3 bilhão, o que representa um aumento de R\$ 16,3 milhões em relação a 2022, relacionado ao aumento da margem, que compensou o aumento das despesas gerenciáveis.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2023	2022	Var. %
Receitas Financeiras			
Renda de Aplicação Financeira	29.705	23.321	27,4%
Juros e atualização financeira por impontualidade de clientes	40.595	53.547	-24,2%
Dívida - Marcação a mercado	36.666	-	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	2.534	10.214	-75,2%
Varição monetária de ativos financeiros setoriais	106.989	82.908	29,0%
Juros fundo de pensão	-	1.772	-100,0%
Outras receitas financeiras	26.962	31.860	-15,4%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(13.743)	(15.047)	-8,7%
Total - Receitas Financeiras	229.708	188.575	21,8%
Despesas financeiras			
Dívida - Marcação a mercado	(2.853)	(36.666)	-92,2%
Encargo de dívidas e mútuos	(503.650)	(367.431)	37,1%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(77.081)	(135.975)	-43,3%
Encargo de fundo de pensão	(27.241)	(26.817)	1,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(348.897)	(390.937)	-10,8%
Varição monetária de ativos financeiros setoriais	(106.176)	(44.028)	>100,0%
Outras despesas financeiras	(107.413)	(52.599)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	(1.173.311)	(1.054.453)	11,3%
Variações Cambiais	1.106	2.209	-49,9%
Variações cambiais - Empréstimos	131.642	352.864	-62,7%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(131.649)	(352.890)	-62,7%
Outras Variações Cambiais	1.113	2.235	-50,2%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(942.497)	(863.669)	9,1%

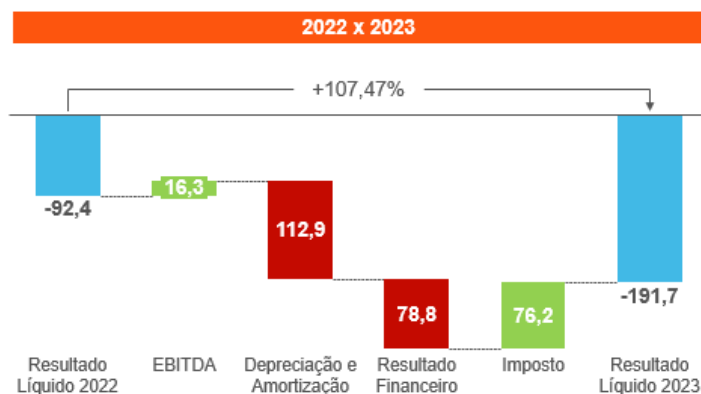
Em 2023, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 942,5 milhões, montante 9,1% superior ao valor registrado em 2022 (R\$ 863,7 milhões), em decorrência de:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 31,4 milhões nas rubricas de dívida (Dívida Marcação a mercado, Instrumento financeiro derivativo, encargos de dívidas e mútuos, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido ao aumento do CDI (13,04% 2023 vs. 12,39% 2022), em conjunto com um aumento no volume de dívida contratada entre os períodos analisados;

- Redução líquida na receita de variação monetária de ativos financeiros setoriais no montante de R\$ 38,1 milhões em razão de menor saldo ativo da CVA em 2023 versus 2022.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pela redução de R\$ 58,9 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas em função de reversões de contingências registradas ao longo dos nove primeiros meses do ano, reduzindo a base de atualização.

Resultado Líquido



A Companhia registrou prejuízo de R\$ 191,7 milhões em 2023, o que representa uma piora de R\$ 99,3 milhões em relação a 2022, em decorrência principalmente da maior despesa associada à depreciação e amortização registrada no ano, além da maior despesa financeira líquida, conforme explicado anteriormente.

5 ENDIVIDAMENTO E LIQUIDEZ

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	2023	2022	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	6.247.213	5.495.070	13,7%
Dívida com Terceiros	582.384	636.080	-8,4%
Dívida Intercompany	5.664.829	4.858.990	16,6%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	186.264	197.125	-5,5%
Dívida líquida (R\$ mil)	6.060.949	5.297.945	14,4%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado(1)*	3,46	3,23	7,0%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado(1)*	3,36	3,12	7,7%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,54	0,51	5,1%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,53	0,50	5,5%

(1) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações (acumulado nos últimos 12 meses)
+ Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa + Recuperação/Perda de recebíveis

A dívida bruta da Companhia aumentou R\$ 752 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) novas captações no montante de R\$ 2.727 milhões para capital de giro e refinanciamento de dívidas, dos quais R\$ 2.465 milhões referem-se a mútuos com sua controladora Enel Brasil e outras empresas do grupo no Brasil, e R\$ 262 milhões referem-se a empréstimos com a Enel Financial International; (ii) provisão de encargos e variações monetárias de R\$ 842 milhões; compensados, por (iii) amortizações em torno de R\$ 2.087 milhões, e pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 668 milhões ocorridos entre os períodos. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 62 milhões.

A Enel Distribuição Rio encerrou 2023 com o custo médio de dívida no período de 15,13% a.a.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 31 de agosto de 2023, 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.

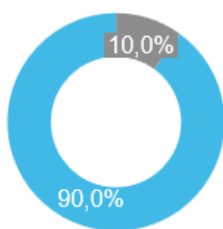
Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro de 2023, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 80 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio dos Despachos N°s 2.979/2018, 1.923/2020, 902/2021 e 3.754/2021, que totalizam R\$ 5.800 milhões.

A Companhia também possui limite de mútuo com as mutuantes EGP Cachoeira Dourada S.A e Enel CIEN, aprovado pela ANEEL por meio do despacho N° 647/2021, no valor de até R\$ 500 milhões.

Da dívida intercompany, o montante de R\$ 3.615 milhões, refere-se a crédito com a controladora Enel Brasil cuja exigibilidade é flexível, podendo ser renegociado por prazo suficiente até que a Companhia demonstre capacidade financeira para liquidar essas dívidas sem comprometer seus índices de endividamento e capacidade de pagamento.

Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Dez/23



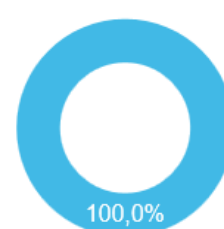
■ Curto prazo ■ Longo Prazo

Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Dez/23



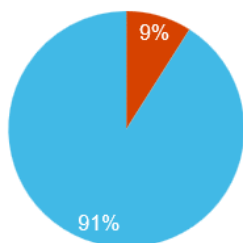
■ Reais (BRL)

Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Dez/23



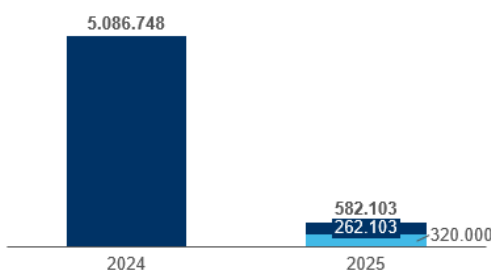
■ CDI

Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Dez/23



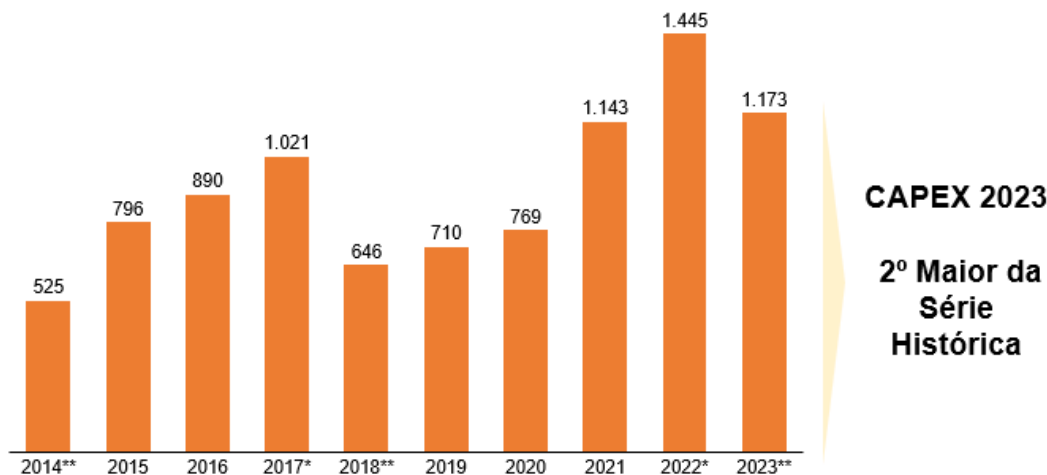
■ Bancos Privados ■ Mútuo

Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em Dez/23



■ Intercompany ■ Terceiros

6 INVESTIMENTOS



*O nível de investimentos tende a aumentar gradativamente ao longo de cada ano de determinado ciclo tarifário, atingindo o patamar mais elevado no ano que antecede a revisão, em razão da data de corte do reconhecimento dos investimentos para a composição da base de ativos regulatórios da Companhia.

**Ano de Revisão Tarifária

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	2023	2022	Var. %
Novas Conexões	522.107	544.298	-4,1%
Rede	247.348	466.364	-47,0%
Combate às Perdas	124.520	149.728	-16,8%
Qualidade do Sistema Elétrico	75.852	251.248	-69,8%
Adequação à carga	46.976	65.388	-28,2%
Outros	403.546	435.193	-7,3%
Renovação de ativos da Rede	245.030	172.246	42,3%
Sistemas de Informação (Hardware/Software)	69.596	164.831	-57,8%
Outros Equipamentos	88.920	98.115	-9,4%
Total Investido	1.173.000	1.445.855	-18,9%
Aportes / Subsídios / Depósitos Judiciais	-	-	-
Investimento Líquido	1.173.000	1.445.855	-18,9%

A Companhia investiu ao longo do ano de 2023 o total de R\$ 1,2 bilhão na área de concessão, voltados para atividades de manutenção e qualidade da rede, crescimento e novas conexões.

O patamar registrado figura como o segundo maior montante investido da série histórica da Companhia, refletindo os esforços contínuos de melhoria na rede e serviço prestado. Desde 2014, os investimentos na área de concessão totalizaram R\$ 9,1 bilhões.

Do total investido, destacam-se: (i) as atividades de manutenção, onde foram alocados R\$ 245,0 milhões, dos quais R\$ 18,0 milhões direcionados para as ocorrências de emergência relacionadas aos eventos climáticos de novembro e, (ii) as atividades de crescimento, onde foram investidos R\$ 522,1 milhões.

7 RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL*

O modelo organizacional e de governança corporativa da Enel garante que as questões de sustentabilidade sejam adequadamente consideradas em todos os processos relevantes de tomadas de decisões corporativas, tendo como elemento-chave a adoção de indicadores ESG (Environmental, Social and Governance) em toda a cadeia de valor, não só para reportar os resultados alcançados, mas sobretudo para antecipar decisões e orientar as nossas ações.

Nossa estratégia de sustentabilidade considera as principais tendências do setor elétrico, entre os quais destacamos um dos grandes desafios da atualidade, a transição energética justa e acessível, alicerçada nas fontes renováveis de geração. Além de perspectivas globais como a Agenda 2030 da ONU consolidada em 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) para o mundo, entre os quais estamos especialmente comprometidos com 4 dos 17 ODS: Energia Acessível e Limpa (ODS 7); Indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9); Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11) e Ação Contra a Mudança Global do Clima (ODS 13).

A implantação da estratégia de sustentabilidade é garantida por processos estruturados em todo o Grupo e por meio do nosso Plano de Sustentabilidade cuja elaboração anual inclui: análise do contexto ESG, identificação de prioridades para nossa empresa e nossos stakeholders, planejamento e implementação de ações e projetos de apoio aos objetivos de sustentabilidade. Todas as etapas do processo contam com o respeito aos direitos humanos como elemento fundamental para a busca do sucesso sustentável.

Com base nessas informações, definimos nossos objetivos e metas ESG que integram o nosso atual Plano de Sustentabilidade de Enel Rio, ciclo 2023-2025, organizados sob 5 grandes pilares: Ambição Zero Emissões, Pessoas, Natureza, Aceleradores de Crescimento e Direitos Humanos. Para 2023, foram priorizadas 73 iniciativas que alcançaram o avanço geral de 100%. Sob a ótica ESG, as ações voltadas para a temática ambiental tiveram um avanço de 97%. As iniciativas com foco no desenvolvimento social alcançaram 102% de avanço, com destaque para os resultados dos projetos socioambientais que conseguiram superar a meta de beneficiados no ano. E as ações voltadas para fortalecer a governança tiveram um avanço de 96%, no mesmo período.

Projetos socioambientais

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.

O programa de Sustentabilidade da Enel Brasil, Enel Compartilha, vem atuando para promover o consumo consciente, a inclusão, o empreendedorismo, a capacitação profissional e o acesso à energia a todas as pessoas, destacando-se o combate ao desperdício e ao uso eficiente e consciente de energia. Impulsionar o desenvolvimento socioeconômico local, engajar lideranças locais, educar crianças e jovens para o uso seguro da energia, além de apoiar iniciativas que contribuam para o meio ambiente e o bem-estar das comunidades também são focos de sua atuação.

Na Enel Distribuição Rio, os 54 projetos desenvolvidos em 2023 beneficiaram 493 mil pessoas, com um investimento de R\$ 38 milhões. Também foi gerado o valor de R\$ 7,2 milhões em renda extra para as comunidades, por meio dos projetos de empregabilidade e empreendedorismo. Com o programa Enel Compartilha Eficiência foram trocadas gratuitamente cerca de 1.008 geladeiras e 38.8 mil lâmpadas dos clientes das distribuidoras. Entre os projetos realizados, destacam-se:

Projetos Incentivados (Cultura e Esporte): Ao longo do ano, a Enel apoiou dezenas de projetos através da Lei de Incentivo à Cultura e ao Esporte, beneficiando várias comunidades do entorno com atividades esportivas, socioeducativas e de informações sobre o uso eficiente e seguro da energia elétrica. Durante o 1º semestre de 2023 foram inauguradas cinco salas públicas de cinema, com capacidade para 80 pessoas cada, em cinco municípios do interior do estado: Areal, Guapimirim, Itaocara, Casimiro de Abreu e Paraty. As salas multifuncionais levam sessões de cinema, ações formativas, artes cênicas, música e outras manifestações culturais. Durante os meses de maio e junho foram inaugurados seis núcleos do Projeto Grão de Areia, em parceria com o Governo do Estado do Rio de Janeiro. Os núcleos são distribuídos em cinco municípios: Armação dos Búzios, Saquarema, Mangaratiba, Maricá e Niterói. O projeto visa aumentar o número de praticantes de *beach soccer* pelas areias do Rio, através de aulas gratuitas para crianças e adolescentes em situação de vulnerabilidade social. O projeto beneficiou mais de 800 crianças em 2023. Ao todo, foram realizados 35 projetos culturais e esportivos em 2023, beneficiando mais 20 mil pessoas em 24 municípios.

Enel Compartilha Liderança em Rede: Em 2023, em função do aumento de líderes em novos territórios estratégicos, foi avaliada a abertura de duas novas frentes, Maricá e Macaé. Essas frentes contemplam 11 líderes cada atuando em sete bairros em Maricá e em nove bairros em Macaé. Pelo forte evento climático ocorrido em novembro, o programa Enel Compartilha Liderança em Rede apoiou a área de Grids em diversas ações, tais como: Elaboração de Plano de Emergência e paralisação das atividades para o atendimento às solicitações oriundas da Rede de Liderança; Desenvolvimento de um painel para acompanhamento das ocorrências; Prioridade no atendimento aos clientes vitais, essenciais e cabos partidos; Ligações ativas às lideranças comunitárias e acompanhamento das ações, em tempo real; Isolamento (provisório) de áreas com cabo partido; Apoio no resgate às equipes apreendidas nas comunidades; doação de água para as comunidades com maior tempo de interrupção de energia; Participação da equipe da rede nas salas de crise nos pólos; Envio de evidências nas solicitações das lideranças; Atendimento comercial em parceria com a equipe da rede para abertura de ordens e envios de protocolos. O projeto contou com 11 frentes em 2023, com 250 líderes ativos em 19 municípios. Foram beneficiadas 1.477 pessoas pela Campanha Energia Segura. Ao todo mais de 64 mil pessoas foram beneficiadas por demandas técnicas e comerciais .

Enel Compartilha Eficiência – Troca de refrigeradores e Lâmpadas: O programa tem por objetivo possibilitar a adequação da conta de energia ao orçamento de famílias de baixa renda, por meio da troca de um refrigerador antigo por um novo equipamento com selo PROCEL de eficiência energética. Durante o ano, foram trocadas 1.008 geladeiras, beneficiando os moradores de 22 municípios do Rio de Janeiro. Também houve a troca de 38.8 mil lâmpadas comuns por modelos em LED, mais econômicas e eficientes, associadas a dicas e palestras sobre consumo consciente de energia. Em outra ação, realizada em apoio às famílias atingidas pelas fortes chuvas que ocorreram nas regiões serranas e norte do estado, a Enel realizou uma campanha de doação, totalizando 400 refrigeradores doados. Em outubro foi realizada outra iniciativa, em parceria com a secretaria de Habitação de Interesse Social do Governo do Estado, que beneficiou 50 famílias do Conjunto Habitacional Carmen Portinho, em Areal, com a troca de refrigeradores.

Ecoenel: O programa de reciclagem da Enel Distribuição Rio arrecadou cerca de 1,3 mil toneladas de resíduos recicláveis durante o ano, e concedeu R\$ 468.701 em bônus na conta de energia aos participantes. Os resultados podem ser comparados à preservação de 10.691 mil árvores em função da reciclagem de papel, na emissão evitada de 4.323 mil toneladas de gás carbônico na atmosfera, e na economia de energia de 6.006 MWh. Em 2023, o Ecoenel seguiu em expansão, inaugurando o terceiro ecoponto no município de Petrópolis, no bairro de Corrêas, e o primeiro ecoponto para atendimento à população no município de São Gonçalo. Além disso, o programa também passou a recolher pneus, através de uma parceria com o consórcio Arteris Fluminense, que possibilitou o recolhimento de aproximadamente 500 kg deste resíduo.

Somados aos projetos específicos da Enel Rio, a empresa também integra importantes iniciativas de sustentabilidade da holding, com destaque para:

Parceiro Responsável: Programa de desenvolvimento e engajamento da cadeia de suprimentos da Enel em nossos objetivos e compromissos de sustentabilidade, em especial com a Agenda 2030 da ONU. Em 2023, foram capacitadas 318 pessoas de 206 empresas fornecedoras. Entre os temas abordados, destacam-se a Estratégia de Sustentabilidade da Enel, Direitos Humanos, Saúde e Segurança, Ética, Economia Circular, Sistema de Compliance para pequenas e médias empresas. Anualmente são premiadas as empresas com melhor gestão de sustentabilidade, de acordo com o desempenho nos requisitos da Enel, e as empresas com as melhores práticas em sustentabilidade.

Due Diligence de Direitos Humanos (DDDH): Com o objetivo de promover o respeito aos Direitos Humanos Universais e reduzir os riscos inerentes a esse tema, a Enel realiza a cada 3 anos um processo de DDDH em suas atividades. Após completarmos com sucesso a realização do 2º ciclo de DDDH, em 2022, com a implementação de 15 iniciativas que elevaram o nível de gestão dos direitos humanos nas atividades da Enel, iniciamos em 2023 o 3º ciclo consecutivo. Nas primeiras etapas deste 3º ciclo realizamos uma consulta a todos os principais stakeholders por meio de pesquisas e entrevistas, com o objetivo de mapearmos riscos e oportunidades de melhoria nas atividades da Enel, usando como referência principal os Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos. Essa recente avaliação identificou que o nível de adesão da Enel aos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos é de 90%. O mesmo processo permitiu ainda identificar os principais temas ou direitos que oferecem maior risco de sofrerem alguma violação, no país, de maneira geral (seja por cidadãos, governos, entidades e empresas), segundo pesquisa de opinião realizada com diversos stakeholders da Enel incluindo clientes, comunidades, empresas, instituições sociais, universidades, fornecedores e representantes da sociedade civil organizada. A partir de 2024 todos esses resultados serão tratados por meio de um Plano de Ação que será acompanhado pelo Conselho de Administração da Enel.

Rede do Bem: A Rede do Bem, programa de voluntariado corporativo da Enel no Brasil, lançado em 2012, tem feito a diferença nas vidas dos colaboradores da companhia e na de milhares de pessoas que são beneficiadas nas comunidades. Com o foco de estimular a cidadania e uma cultura de engajamento social, o programa tem um formato colaborativo e dinâmico, semelhante a uma rede social, tornando o voluntário protagonista das atividades na plataforma, propondo ações e impressões após as atividades. Em 2023, o programa beneficiou 1.170 pessoas e contou com a atuação de 2.073 voluntários, através de 12 atividades, que se dividem entre “Campanhas Sazonais” (surgem durante todo o ano, como arrecadação de donativos, apoio em situações críticas naturais, como enchentes e deslizamentos, entre outras), “Mulheres de Energia” (Voluntárias engenheiras sensibilizando mulheres para o mercado de trabalho em carreiras STEM).

Programa de Cultura da Sustentabilidade “Ser – Sustentabilidade em Rede”: No período de julho a dezembro de 2023, a Enel Brasil promoveu com sucesso o Programa de Cultura da Sustentabilidade “Ser - Sustentabilidade em Rede”, envolvendo 2.936 colaboradores em 28 atividades estratégicas e com a condução de 37 facilitadores. A iniciativa abordou os pilares essenciais da atuação da empresa: Ser Ambiental, Ser Econômico, Ser Social e Ser Humano. O programa foi realizado em formatos online e presencial, destacando a importância das pessoas como impulsionadoras da transição energética. O programa proporcionou a oportunidade de também apresentar o Relatório de Sustentabilidade da Enel Brasil 2022, abrangendo realizações, projetos, desempenho operacional e financeiro, e a atuação nos pilares ESG em todas as operações no país. A participação de 2.936 colaboradores superou em 10% a meta inicial de 2.680 participações, evidenciando o sólido compromisso da Enel com uma cultura responsável e sustentável. Os eventos abordaram temas cruciais alinhados ao Movimento Ambição Net Zero, promovendo inovação e progresso sustentável em comunidades. Os webinars, divididos nos pilares Ser Ambiental, Ser Econômico, Ser Social e Ser Humano, exploraram temas como mudanças climáticas, inovação, economia circular, progresso sustentável para comunidades locais e ética nos negócios. Além disso, o “Ser EGP na Estrada” levou conhecimento sobre direitos humanos e sustentabilidade para os profissionais de campo.

8 RECONHECIMENTOS E PREMIAÇÕES*

Prêmio Nacional de Inovação

A Enel Brasil ganhou o prêmio na categoria Inovação de Produto, que reconhece um bem ou um serviço novo ou melhor e que se difere de outros do mercado. O Prêmio Nacional de Inovação é considerado o maior reconhecimento de empresas inovadoras do Brasil e é organizado pela Confederação Nacional da indústria (CNI) e pelo Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae).

Melhor RH Sudeste

Fomos reconhecidos entre os mais relevantes gestores de recursos humanos da região Sudeste. A premiação também ressalta o valor dos líderes de RH para o mercado corporativo.

Ranking Equileap

Pelo quarto ano consecutivo, a Enel foi confirmada no ranking da Equileap TOP 100 empresas globais para a igualdade de gênero. A classificação como a empresa italiana com melhor desempenho no tema reconhece o resultado de nossas ações na promoção da igualdade de gênero no local de trabalho, como a presença de mulheres no Conselho Administrativo, em cargos gerenciais e na fase de recrutamento. A organização certificou também nossas práticas na promoção dos direitos humanos e na proteção contra violência, abuso e assédio sexual. A Equileap avalia o desempenho em relação à igualdade de gênero de empresas listadas nos principais índices do mercado de ações no setor corporativo. Em 2023, a pesquisa avaliou cerca de quatro mil companhias em 23 mercados mundiais. A posição conquistada pela Enel reforça nosso compromisso com a promoção da igualdade salarial, o bem-estar e a integração de todos nossos colaboradores.

Smart Customer 2023

Recebemos o troféu Prêmio Smart Customer 2023 com os cases Market School e “Jeito Enel de Servir”, nas categorias “Treinamento e Capacitação” e “Cultura Organizacional”, respectivamente. A premiação reconhece as práticas empresariais que oferecem a melhor experiência aos clientes e colaboradores. Os cases vencedores fazem parte das iniciativas da Enel Brasil para aprimorar as técnicas e serviços relacionados ao atendimento ao cliente.

Valor Inovação Brasil 2023

Fomos reconhecidos como uma das cinco empresas do setor de energia elétrica mais inovadora do país pelo Prêmio Valor Inovação Brasil 2023. A Enel Brasil ficou em terceiro lugar no ranking do setor de energia elétrica, evidenciando os esforços da companhia no desenvolvimento da cultura de inovação e de soluções pioneiras.

Participaram da premiação 150 empresas de 25 setores da economia. O Prêmio é promovido pelo jornal Valor Econômico em parceria com a Strategy&, consultoria estratégica da PwC Brasil.

Prêmio Aberje 2023

A campanha Enel Brasil e Luisa Mell ganhou o Prêmio da Associação Brasileira de Comunicação Empresarial (Aberje) na categoria Influenciadores. O vídeo para as redes sociais informa, de forma bem humorada, sobre a questão do “gato de energia” (ligações irregulares de energia).

GRI AWARDS SUS EGP

A Enel Brasil foi destaque em três categorias com os projetos Canteiro Sustentável Formação Técnica de Mulheres, de Enel Green Power e Grids, e Semiárido Sustentável, de Enel Green Power. A premiação é realizada pelo GRI Club que reconhece iniciativas de empresas operadoras, concessionárias, entre outras, que se destacaram no mercado de infraestrutura no Brasil. São avaliados programas, projetos e ações dos setores de energia, saneamento básico, infraestrutura urbana e social e ambientais.

Revolução da Aprendizagem 2023

A Enel Brasil foi a vencedora do Prêmio Revolução da Aprendizagem 2023, na categoria Melhor Projeto de Compliance, com a iniciativa Academia Regulatória. O projeto é focado na excelência e no compromisso com a conformidade às normas regulatórias. O prêmio é concedido pela Revvo, empresa relevante no mercado de treinamento e-learning.

Prêmio Nacional de Gestão de Ativos 2023

O Projeto Academia Regulatória ganhou o primeiro lugar nas categorias Gestão Estratégica e Projeto geral do Egaese (Encontro de Gestão de Ativos do Setor Elétrico).

Prêmio Boas Práticas em Transparência Corporativa do Pacto Global

Promovido pela 1ª vez pelo Pacto Global das Organizações das Nações Unidas (ONU) no Brasil, a Enel Brasil foi uma das empresas reconhecidas no Prêmio de Boas Práticas do Movimento Transparência 100%, com o Programa Parceiro Responsável, que visa desenvolver e engajar a cadeia de suprimentos da Enel nas temáticas de sustentabilidade, incluindo ética e integridade.

Em conformidade com a Instrução CVM nº 162, informamos que os auditores independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes ("KPMG"), não prestaram durante o exercício de 2023 outros serviços que não os relacionados com auditoria externa.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a política de atuação da Companhia se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (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. Todos os serviços prestados pelos auditores independentes são submetidos à aprovação do Conselho de Administração.

10 **INFORMAÇÕES CORPORATIVAS**

Diretoria Executiva	
Diretoria Executiva	Cargo
Anna Paula Hiotte Pacheco	Diretor-Presidente
Julia Freitas de Alcântara Nunes	Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores
Alain Rosolino	Diretor de Pessoas e Organização
José Nunes de Almeida Neto	Diretor de Relações Institucionais
Janaina Savino Vilella Carro	Diretor de Comunicação
Anna Paula Hiotte Pacheco	Diretor de Regulação
Ana Claudia Gonçalves Rebello	Diretor Jurídico
Luiz Flavio Xavier de Sá	Diretor de Mercado
José Luis Salas Rincon	Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes
Fernando Andrade	Diretor de Engenharia e Construção

Conselho de Administração	
Conselheiros	Cargo
Guilherme Gomes Lencastre	Presidente do Conselho de Administração
Mario Fernando de Melo Santos	Vice-Presidente do Conselho de Administração
Marcia Sandra Roque Vieira Silva	Conselheiro de Administração Titular
Marcia Massotti de Carvalho	Conselheiro de Administração Titular
Gino Celentano	Conselheiro de Administração Titular
Eduardo dos Santos Machado	Conselheiro de Administração Titular
Alain Rosolino	Conselheiro de Administração Suplente
José Nunes de Almeida Neto	Conselheiro de Administração Suplente
Michelle Rodrigues Nogueira	Conselheiro de Administração Suplente
Julia Freitas de Alcântara Nunes	Conselheiro de Administração Suplente
Janaina Savino Vilella Carro	Conselheiro de Administração Suplente
Marcus Vinicius dos Santos	Conselheiro de Administração Suplente
Ana Claudia Gonçalves Rebello	Conselheiro de Administração Suplente

Relações com Investidores

Fabio Romanin

Contador Responsável

Alan dos Reis Santos – CRC SP244288 /O-2



KPMG Auditores Independentes Ltda.
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Ao Conselho de Administração e Acionistas da

Ampla Energia e Serviços S.A.

Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Ampla Energia e Serviços S.A. (Companhia) que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2023 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Ampla Energia e Serviços S.A. em 31 de dezembro de 2023, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Reconhecimento de receita para fornecimento de energia elétrica distribuída e não faturada

Veja as Notas 6 e 20 das demonstrações financeiras

Principais assuntos de auditoria	Como a auditoria endereçou esse assunto
<p>A Companhia reconhece a receita quando transfere o controle dos bens ou serviços ao cliente de acordo com o CPC 47/IFRS 15 – Receita de contrato com cliente.</p> <p>A receita de fornecimento de energia elétrica é reconhecida mensalmente com base na (i) energia medida e efetivamente faturada e na (ii) energia distribuída e não faturada.</p> <p>A receita para energia distribuída e não faturada é estimada com base na média do montante diário faturado, multiplicada pela quantidade de dias não faturados, considerando o comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia no período não faturado em relação ao período faturado.</p> <p>Devido à relevância dos valores envolvidos, natureza e extensão do esforço de auditoria necessário para tratar o tema, consideramos a receita para energia distribuída e não faturada como assunto significativo em nossa auditoria.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:</p> <ol style="list-style-type: none">(1) Avaliamos o ambiente, o desenho e a efetividade dos controles internos relacionados ao processo de reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica não faturada;(2) Testamos, em base amostral, as informações utilizadas no processo de reconhecimento de receita não faturada e recalculamos, também em base amostral, as estimativas de receita para energia distribuída e não faturada; e(3) Avaliamos se as divulgações nas demonstrações financeiras da Companhia consideram as informações relevantes relacionadas ao reconhecimento da receita não faturada. <p>Com base nos procedimentos executados e nos resultados obtidos, consideramos que são aceitáveis os montantes reconhecidos como receitas não faturadas e as divulgações correlatas no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.</p>

Outros assuntos – Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e está consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

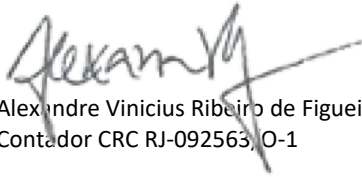
Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 28 de fevereiro de 2024

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Alexandre Vinicius Ribeiro de Figueiredo
Contador CRC RJ-092563, O-1

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022

(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>Notas</u>	31.12.2023	31.12.2022
<u>Ativo circulante</u>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	65.262	68.143
Títulos e valores mobiliários	5	121.002	128.982
Contas a receber de clientes e outros recebíveis	6	2.062.357	2.018.136
Créditos a receber - subvenção e outros	7	3.852	14.013
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	9	111.009	197.467
Outros tributos compensáveis	9	582.036	559.021
Serviços em curso		51.857	60.980
Outros créditos		113.602	185.642
Total do ativo circulante		3.110.977	3.232.384
<u>Ativo não circulante</u>			
Contas a receber de clientes e outros recebíveis	6	510.326	304.937
Depósitos vinculados	17	219.088	199.864
Outros tributos compensáveis	9	2.633.581	2.898.745
Tributos diferidos	23	521.176	378.354
Ativo indenizável (concessão)	10	7.259.520	6.412.960
Ativos contratuais	10	975.888	939.380
Imobilizado	11	200.433	140.111
Intangível	10	2.225.698	2.429.582
Total do ativo não circulante		14.545.710	13.703.933
Total do ativo		17.656.687	16.936.317

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022

(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>Notas</u>	31.12.2023	31.12.2022
<u>Passivo circulante</u>			
Fornecedores	12	1.085.156	1.239.449
Empréstimos e financiamentos	13	5.416.147	2.258.138
Obrigações por arrendamentos		17.081	16.594
Salários, provisões e encargos sociais		64.517	57.752
Outras obrigações fiscais		191.469	125.081
Passivo financeiro setorial	8	70.624	86.638
Encargos setoriais	14	102.752	109.342
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	15	380.399	405.093
Dividendos a pagar	18	77.666	77.713
Instrumentos financeiros derivativos	25	225.684	120.901
Outras obrigações		215.258	78.749
Total do passivo circulante		7.846.753	4.575.450
<u>Passivo não circulante</u>			
Empréstimos e financiamentos	13	536.084	2.914.047
Obrigações por arrendamentos		56.138	48.281
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	15	2.634.288	2.834.446
Passivo financeiro setorial	8	9.088	53.443
Encargos setoriais		65.824	32.865
Instrumentos financeiros derivativos	25	69.298	201.984
Obrigações com benefícios pós-emprego	16	304.739	281.518
Provisões para processos judiciais e outros riscos	17	793.149	758.994
Outras obrigações		446	399
Total do passivo não circulante		4.469.054	7.125.977
<u>Patrimônio líquido</u>			
Capital social	18	4.438.230	4.138.230
Reservas de capital		23.254	23.254
Reservas de lucros		912.095	1.130.203
Outros resultados abrangentes e ajustes de avaliação		(32.699)	(56.797)
Total do patrimônio líquido		5.340.880	5.234.890
Total do passivo e do patrimônio líquido		17.656.687	16.936.317

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022

(Valores expressos em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	<u>Notas</u>	2023	2022
Receita líquida	20	7.796.488	7.732.721
Custo do serviço	21	(6.443.818)	(6.387.755)
Lucro bruto		1.352.670	1.344.966
Despesas operacionais	21		
Despesas com vendas		(23.449)	(21.085)
Perda por redução ao valor recuperável de contas a receber		(321.234)	(256.566)
Despesas gerais e administrativas		(428.234)	(403.347)
Outras receitas operacionais		90.918	103.329
Total das despesas operacionais		(681.999)	(577.669)
Resultado do serviço público de energia elétrica		670.671	767.297
Resultado financeiro	22		
Receitas financeiras		229.708	188.574
Despesas financeiras		(1.173.311)	(1.054.452)
Variações cambiais, líquidas		1.106	2.209
Total do resultado financeiro		(942.497)	(863.669)
Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição social		(271.826)	(96.372)
Imposto de renda e contribuição social correntes	23	(61.451)	(92.952)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	23	141.598	96.937
		80.147	3.985
Prejuízo do exercício		(191.679)	(92.387)
Prejuízo por ação - básico e diluído (em reais por ação)	19	(0,79291)	(0,40657)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2023	2022
Prejuízo do exercício		(191.679)	(92.387)
Outros resultados abrangentes:			
Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado			
Perda atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	16	(40.115)	5.837
Tributos diferidos sobre ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	23	13.639	(1.985)
		(26.476)	3.852
Itens que serão reclassificados para a demonstração do resultado			
Ganho (perda) em instrumentos financeiros derivativos	24	36.512	(44.799)
Tributos diferidos sobre ganho (perda) em instrumentos financeiros derivativos	23	(12.414)	15.232
		24.098	(29.567)
Total de outros resultados abrangentes do período, líquidos de impostos		(194.057)	(118.102)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022

(valores expressos em milhares de reais)

Notas	Reservas de capital			Reservas de lucros		Total	
	Capital social	Reserva De ágio	Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	Legal	Reforço de capital de giro		Outros resultados abrangentes
Saldos em 31 de dezembro de 2021	2.498.230	2.308	20.946	142.520	1.076.189	(27.230)	3.712.963
Aumento de capital	1.640.000	-	-	-	-	-	1.640.000
Ganho atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	5.837	5.837
Tributos diferidos s/ ganho de obrigações com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	(1.985)	(1.985)
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	3.852	(3.852)	-
Perda em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	(44.799)	(44.799)
Tributos diferidos s/ perda em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	15.232	15.232
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	(92.387)	-	(92.387)
Dividendos prescritos	-	-	-	-	29	-	29
Saldos em 31 de dezembro de 2022	4.138.230	2.308	20.946	142.520	987.683	(56.797)	5.234.890
Aumento de capital	300.000	-	-	-	-	-	300.000
Perda atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	16	-	-	-	-	(40.115)	(40.115)
Tributos diferidos s/ perda de obrigações com benefícios pós-emprego	23	-	-	-	-	13.639	13.639
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	(26.476)	26.476	-
Perda em instrumentos financeiros derivativos	24	-	-	-	-	36.512	36.512
Tributos diferidos s/ perda em instrumentos financeiros derivativos	23	-	-	-	-	(12.414)	(12.414)
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	(191.679)	-	(191.679)
Dividendos prescritos	-	-	-	-	47	-	47
Saldos em 31 de dezembro de 2023	4.438.230	2.308	20.946	142.520	769.575	(32.699)	5.340.880

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(valores expressos em milhares de reais)

	2023	2022
Atividades operacionais:		
Prejuízo do exercício	(191.679)	(92.387)
<u>Ajustes para conciliar o prejuízo do período com o caixa das atividades operacionais:</u>		
Perda por redução ao valor recuperável de contas a receber	149.234	152.883
Perda de recebíveis de clientes	172.000	103.683
Depreciação e amortização	711.924	596.416
Variações cambiais da dívida	(131.642)	-
Juros e variações monetárias	589.445	194.162
Marcação a mercado da dívida	(33.813)	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros e variação cambial	470.332	733.613
Instrumentos financeiros derivativos - marcação a mercado	7.680	-
Ativos e passivos financeiros setoriais	(106.989)	(82.908)
Atualização do ativo financeiro da concessão	(344.053)	(261.498)
Valor residual de intangível e imobilizado	61.684	37.333
Tributos e contribuições social diferidos	(141.598)	(96.937)
Provisões para processos judiciais e outros riscos	174.466	139.893
Obrigações com benefício pós-emprego	29.703	27.478
Redução (aumento) dos ativos:		
Contas a receber de clientes e outros recebíveis	(570.844)	(483.005)
Créditos a receber - subvenção e outros	10.161	81.367
Ativo financeiro setorial	106.989	489.769
Imposto de renda e contribuição sociais compensáveis	229.281	134.851
Outros tributos compensáveis	99.327	(97.812)
Depósitos vinculados	(19.224)	61.959
Serviços em curso	9.123	(13.164)
Outros créditos	72.040	(18.255)
Aumento (redução) dos passivos:		
Fornecedores	(154.293)	(119.050)
Salários, provisões e encargos sociais	6.765	(7.784)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	169.742
Outras obrigações fiscais	66.388	(207.478)
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	(224.852)	(11.384)
Passivo financeiro setorial	(60.369)	140.081
Encargos setoriais	26.369	16.215
Outras obrigações	136.556	(123.240)
	1.150.111	1.464.543
Pagamento de obrigações com benefícios pós-emprego	(46.597)	(88.705)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-	(170.229)
Pagamentos de juros de empréstimos e financiamentos, deduzidos do juros capitalizados	(309.532)	(203.174)
Pagamentos de juros de instrumentos financeiros derivativos	(358.453)	(348.393)
Pagamentos de processos judiciais e outros riscos	(217.392)	(179.260)
Pagamentos de juros de arrendamento	(14.094)	(7.555)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	204.043	467.227
Atividades de investimentos:		
Adições para ativos contratuais e imobilizado	(1.148.388)	(1.479.429)
Títulos e valores mobiliários	7.980	(12.264)
Caixa líquido utilizado nas atividades de investimentos	(1.140.408)	(1.491.693)
Atividades de financiamentos:		
Aumento de capital	300.000	1.640.000
Captação de empréstimos e financiamentos	2.727.388	1.342.834
Pagamentos de empréstimos e financiamentos (principal)	(1.975.969)	(1.994.491)
Pagamentos de arrendamento (principal)	(6.958)	(14.476)
Pagamento de dividendos	-	(29)
Recebimento de instrumento financeiro derivativo (principal)	(110.950)	(122.200)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamentos	933.511	851.638
Movimentações que não afetaram caixa	(27)	-
Varição no caixa líquido da Companhia	(2.881)	(172.828)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	68.143	240.971
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	65.262	68.143

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(valores expressos em milhares de reais)

	2023	2022
1. Receitas	11.780.098	12.241.677
Receita bruta de venda de energia e outras receitas	11.929.332	12.394.560
Fornecimento de energia elétrica	10.753.848	10.837.931
Outras receitas	90.918	103.329
Receita relativa à construção de ativos próprios	1.084.566	1.453.300
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(149.234)	(152.883)
2. Insumos adquiridos de terceiros	(6.431.768)	(6.459.736)
Materiais	(325.903)	(566.966)
Outros custos operacionais	(563.927)	(437.925)
Custo da energia comprada e transmissão	(4.123.198)	(4.010.319)
Serviços de terceiros	(1.418.740)	(1.444.526)
3. Valor adicionado bruto	5.348.330	5.781.941
4. Retenções	(711.924)	(596.416)
Depreciação e amortização	(711.924)	(596.416)
5. Valor adicionado líquido produzido pela entidade	4.636.406	5.185.525
6. Valor adicionado recebido em transferência	457.306	552.234
Receitas financeiras	457.306	552.234
7. Valor adicionado total a distribuir	5.093.712	5.737.759
8. Distribuição do valor adicionado	5.093.712	5.737.759
Empregados (Colaboradores)	273.164	217.142
Remunerações	186.654	141.124
FGTS	9.744	6.586
Outros encargos sociais	11.556	9.683
Previdência privada	9.143	8.701
Auxílio-alimentação	21.010	21.723
Convênio assistencial e outros benefícios	12.749	12.596
Participação nos resultados	22.308	16.729
Tributos (Governo)	3.618.229	4.200.093
Federais	328.164	362.749
Imposto de renda e contribuição social	(80.147)	(3.985)
COFINS	308.271	278.390
PIS	66.926	60.440
INSS	33.114	27.904
Estaduais	2.020.241	2.276.746
ICMS	2.020.241	2.276.746
Municipais	7.011	9.354
ISS	4.726	4.984
IPTU	1.352	1.356
Outros	933	3.014
Encargos setoriais	1.262.813	1.551.244
CDE - Conta de desenvolvimento energético	1.188.168	1.142.027
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	63.312	59.704
Encargos do consumidor - CCRBT	2.175	339.846
Taxa de fiscalização - ANEEL	9.158	9.667
Remuneração de capitais de terceiros	1.393.998	1.412.911
Juros	1.399.803	1.415.902
Aluguéis	(5.805)	(2.991)
Remuneração de capitais próprios	(191.679)	(92.387)
Prejuízos absorvidos/lucros retidos	(191.679)	(92.387)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



1. Contexto operacional

A Ampla Energia e Serviços S.A. (“Companhia”, “Ampla” ou “Enel Distribuição Rio”), sociedade por ações de capital aberto registrada na B3 - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com registro de Companhia aberta categoria “A”, com sede no município do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, controlada pela Enel Brasil S.A. (Enel Brasil), sendo esta, por sua vez, uma controlada indireta da Enel S.p.A. (sediada na Itália), é uma concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

A sede da Companhia está localizada na Avenida Oscar Niemeyer nº 2000, Bloco 01, Sala 701, Santo Cristo, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – Brasil. Tem como área de concessão 66 municípios, sendo 65 no Estado do Rio de Janeiro e 1 no Estado de Minas Gerais, o qual é regulado pelo contrato de Concessão de Distribuição nº 005/1996, com vencimento em dezembro de 2026 (vide nota explicativa nº 1.4). Em 14 de março de 2017, a Companhia assinou o 6º aditivo ao contrato de concessão que incluiu novas cláusulas econômicas e de gestão, obrigações de melhoria da qualidade e de sustentabilidade econômico-financeira bem como alterou o nível regulatório de perdas não técnicas.

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 15 de março de 2023 (nota explicativa nº 4).

1.1 Eventos climáticos

Na noite do dia 18 de novembro de 2023, a área de concessão da Companhia foi afetada por evento climático atípico com chuva, fortes rajadas de vento e descargas atmosféricas, causando danos severos em várias cidades fluminenses e interrompendo também o fornecimento de energia.

O referido evento climático afetou quase todo o estado do Rio de Janeiro e, portanto, impactando gravemente diversos pontos de redes aéreas dos municípios da área de concessão da Companhia, demandando a atuação imediata e emergencial da concessionária.

Em decorrência desse evento climático atípico, que provocou o desligamento do fornecimento de energia elétrica de diversas unidades consumidoras, a ANEEL solicitou informações a fim de avaliar o cumprimento das obrigações contratuais da Companhia, dispostas no contrato de concessão de fornecimento de energia, e das normas regulatórias estabelecidas no PRODIST e Resolução ANEEL 1000/2021, dentre outras.

Em 4 de dezembro de 2023, foi expedido pela ANEEL o Ofício Circular nº 16/2023-DIR/ANEEL, cujo tema foi “Medidas necessárias ao enfrentamento de eventos climáticos de elevada severidade” endereçado ao presidente da Companhia, apresentando algumas ações e recomendações de melhorias relacionadas com o reestabelecimento do fornecimento de todas as unidades consumidoras, a necessidade de ampliação e promoção de melhorias dos canais de comunicação com a população e poder público, priorização da avaliação do pagamento das reclamações de ressarcimentos por danos elétricos, reforçar os planos de contingências, atualizar os protocolos de detecção de eventos climáticos de elevada severidade e executar a gestão da arborização e o manejo vegetal em áreas com maior potencial de dano ao serviço de distribuição, dentre outras. A partir de novembro de 2023, a Companhia fez cumprir a sua programação de inspeções e de podas preventivas ao período chuvoso. Para 2024, está previsto um plano de investimento na rede e em telecontrole, além da previsão da realização de inspeções pedestres e aéreas, realização de podas e correções de defeitos, bem como coordenar ações com entes públicos.

Ainda de acordo com o ofício, a ANEEL solicitará informações das distribuidoras e promoverá eventos ao longo de 2024 para a troca de experiências e avaliação das melhores práticas em três frentes: 1) detecção de eventos climáticos de elevada severidade; 2) planos de prevenção e redução de danos, em coordenação com os entes públicos estaduais e municipais; 3) plano de ação de recomposição do serviço, em articulação e coordenação com os demais entes públicos envolvidos e com comunicação eficiente com consumidores, ANEEL e entes públicos. A fiscalização da ANEEL vem avaliando preventivamente aspectos relacionados ao

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



atendimento emergencial por distribuidoras selecionadas, além de realizar reuniões com as distribuidoras que passaram por situações de eventos climáticos severos registradas nos últimos 24 meses para a discussão dos planos de contingência e no intuito de avaliar a necessidade de alguma regulamentação pelo órgão.

Como consequência destes eventos climáticos, a Companhia incorreu em despesas que totalizam o montante de R\$ 20.170, impactando o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, dos quais R\$ 870 reconhecido como redutor da receita, uma vez que decorre do descumprimento dos indicadores de continuidade no fornecimento de energia - vide nota explicativa nº 20, R\$ 4.300 reconhecido como despesa com penalidades regulatórias e R\$ 15.000 com serviços de operação e manutenção - vide nota explicativa nº 21.

Em decorrência dos eventos climáticos, identificou-se o início de procedimentos administrativos e ainda o ajuizamento de ações judiciais de ordem individuais e coletivas. O efeito destas ações nas demonstrações financeiras foi avaliado de acordo com CPC 25 / IAS 37, considerando opinião dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. As ações decorridas de tais eventos climáticos, foram classificadas como risco de perda possível (vide nota explicativa nº17.2).

1.2 Medidas para o setor elétrico

Como resposta à pandemia (COVID-19), por meio da Resolução nº 2/2021, o Ministério de Minas e Energia instituiu o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras do Sistema Interligado Nacional aos clientes dos grupos A e B, com algumas exceções. O programa concede um bônus em fatura, no valor de R\$ 0,50 (cinquenta centavos) para cada 1kWh em contrapartida da redução média verificada do consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10%, limitado a 20%, apurada de forma cumulativa nas faturas referentes às competências de setembro a dezembro de 2021 em comparação às faturas de setembro a dezembro de 2020.

A bonificação foi concedida nas faturas a partir de janeiro de 2022 e os créditos concedidos em fatura, estão sendo recuperados por meio do encargo destinado à cobertura dos custos do serviço do sistema, sem prejuízo financeiro para a Companhia. Para atendimento à resolução e ao ofício circular nº 4/2021 da ANEEL, a Companhia apurou o montante de R\$ 86.929. O desconto está sendo concedido desde 2 de janeiro de 2022, de acordo com os lotes de faturamento. O ressarcimento à Companhia ocorreu de forma parcial, nos meses de janeiro e fevereiro de 2022, por meio de crédito nas liquidações financeiras da CCEE, restando R\$ 5.609 em 31 de dezembro de 2023 como saldo a ser ressarcido - vide nota explicativa nº 7.

Em 31 de agosto de 2021, o Governo Federal determinou à ANEEL, por meio da Resolução CREG nº 3/2021, a implantação da bandeira escassez hídrica a ser aplicada aos clientes cativos exceto os clientes baixa renda que continuariam a terem os valores de bandeira dentre os patamares já conhecidos. A bandeira escassez hídrica teve vigência de 1 de setembro de 2021 a 15 de abril de 2022, pela qual a tarifa foi acrescida de R\$ 14,20 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

1.3 Preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão

A ANEEL, observando a Medida Provisória nº 950/2020 e o Decreto nº 10.350/2020, reconheceu que os fatos causados pela pandemia se incluem no âmbito das áreas administrativa e econômica. Assim, decidiu instaurar a 3ª fase da Consulta Pública nº 035/2020 em 16 de dezembro de 2020 para disciplinar os procedimentos a serem observados pelas concessionárias afetadas, em processo administrativo específico a ser avaliado pelo regulador, para demonstração do alcance e mensuração de seu direito ao reequilíbrio econômico-financeiro, conforme art. 15, § 1º, da Resolução Normativa nº 885, publicada no diário oficial em 23 de junho de 2020.

Em 23 de novembro de 2021, em reunião pública, foi aprovado pela ANEEL, o resultado da consulta pública 035/2020. Por meio da resolução nº 952/2021, foi estabelecido os critérios para ressarcimento aos consumidores, dos custos acessórios incorridos nas operações de crédito relativas à Conta-Covid. As distribuidoras deverão arcar com os custos acessórios do CDI e do spread financeiro para a parte do empréstimo lastreado na CVA em amortização e na Parcela B. O montante apurado pela Companhia, referente a tais custos acessórios foi de R\$ 5.982, para o ciclo tarifário de 2022 e R\$ 11.442, para o ciclo tarifário de 2023 devido a uma alteração de metodologia do regulador. Estes montantes foram registrados

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



como passivo financeiro setorial e estão sendo repassados aos consumidores, a partir de março de 2022 e março de 2023 - vide nota explicativa nº 8.

Na mesma Resolução, a ANEEL aprovou as regras para avaliação de pedidos de reequilíbrio econômico em decorrência dos impactos decorrentes da pandemia. Conforme tal norma, são itens passíveis de reequilíbrio a queda de faturamento devido à redução de mercado e a perda de arrecadação resultante do aumento de inadimplência. Ademais foram definidas a metodologia de cálculo da sobrecontratação involuntária resultante da redução de carga durante a pandemia. Os pedidos de reequilíbrio deveriam ser realizados em até 60 dias da publicação dos resultados da projeção de receitas irrecuperáveis, ocorrida conforme o Despacho nº 663/2022. Em 10 de março de 2022, a Companhia protocolou pedido de reequilíbrio econômico à ANEEL, em função de situação extraordinária decorrente de lei estadual que impediu os cortes de energia em 2020 e 2021 e provocou aumento no nível de inadimplência.

Em 13 de junho de 2023, a diretoria da ANEEL decidiu pela realização de Consulta Pública nº 019/2023 para discutir a Revisão Tarifária Extraordinária da Enel Distribuição Rio de Janeiro devido à pandemia. O prazo para envio de contribuições foi até 31 de julho de 2023.

O principal objetivo foi adequar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão da Companhia, que foi impactado pelos efeitos da Lei Estadual do Governo do Estado do Rio de Janeiro que proibiu o corte de energia elétrica durante o período da pandemia de Covid-19.

Em 31 de outubro de 2023, em reunião pública de diretoria, a ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) da Companhia. Os efeitos da RTE, conforme o Despacho ANEEL nº 4.089/2023, serão considerados como componente financeiro no próximo processo tarifário da Companhia, a ser realizado em 15 de março de 2024. Dessa forma, por se tratar de um componente financeiro apurado desde a aprovação da referida RTE, a Companhia efetuou a contabilização do montante atualizado para 31 de dezembro de 2023 no valor de R\$ 177.057.

Em 13 de dezembro de 2021, o Governo Federal publicou a Medida Provisória nº 1.078, que permite o financiamento às distribuidoras para mitigar o impacto derivado da escassez hídrica, bem como os diferimentos tarifários ocorridos até o desembolso do próprio empréstimo. O Decreto nº 10.939/2021, foi publicado no dia 13 de janeiro de 2022 com a regulamentação da referida medida provisória. O financiamento será gerido pela CCEE por meio da “Conta Escassez Hídrica”, sendo que a ANEEL homologará os valores a serem pagos pela referida conta, a cada distribuidora. O referido empréstimo será pago pelos consumidores (clientes cativos e clientes que tenham comunicado a sua migração ao ambiente livre a partir de 13 de dezembro de 2021) por meio da conta de energia.

Já a Resolução Normativa ANEEL nº 1.008, de 15 de março de 2022, estabelece os critérios e os procedimentos para gestão da Conta Escassez Hídrica, destinada a receber recursos para cobrir os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, nesta resolução também foram estabelecidos os limites de empréstimo para cada concessionária, estes foram atualizados pelas Resoluções Normativas nº 1.010, de 29 de março de 2022 e nº 1.019, de 19 de abril de 2022. Os recursos da conta escassez hídrica foram recebidos em parcela única em 9 de maio de 2022 no montante de R\$ 189.908, e foram contabilizados contra os saldos de passivos setoriais - vide nota explicativa nº 8. O pagamento do empréstimo aos bancos será feito através de cobrança tarifária no prazo de 54 meses, a partir dos processos tarifários de 2023. A cobertura tarifária referente à Conta Escassez Hídrica foi homologada por meio do Despacho nº 510, de 24 de fevereiro de 2023.

1.4 Panorama das renovações de concessões no Brasil

O vencimento da concessão da Companhia está previsto para dezembro de 2026. A Companhia aguarda a publicação de um Decreto Presidencial para as diretrizes das renovações das concessões, e em seguida a abertura de consulta pública pela Aneel para definição do novo modelo de contrato de concessão ainda em 2024. Em 6 de dezembro de 2023, a Companhia enviou o pedido de prorrogação não vinculante para habilitação à renovação da concessão. Pela proposta do MME, a declaração vinculante deverá ser feita no prazo de 90 dias após a publicação do novo contrato de concessão.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



2. Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

2.1 Base de preparação

2.1.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A Companhia considerou a Orientação Técnica OCPC 07 (R1) e o Pronunciamento Contábil CPC 26 (R1) para divulgação das políticas contábeis que, a partir de 1º de janeiro de 2023, exigem a divulgação de políticas contábeis "materiais" em vez de "significativas".

Estas alterações não resultaram em nenhuma mudança relevante, veja nota explicativa 2.2. A Companhia aplicou e divulgou as políticas contábeis de maneira consistente em todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras, salvo indicação ao contrário. As informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela administração da Companhia na sua gestão

A Companhia, sempre que aplicável, se utiliza das orientações e requerimentos estabelecidos pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas regidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica, quando não conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A aprovação para emissão destas demonstrações financeiras ocorreu em reunião do Conselho de Administração realizada em 28 de fevereiro de 2024.

2.1.2 Moeda funcional e transações em moeda estrangeira

As demonstrações financeiras estão apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

As transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.1.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, exceto quando indicada a base diferente de mensuração.

2.1.4 Segmento de negócios

Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades de negócio através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas.

Como a Companhia atua em uma única região geográfica (Estado do Rio de Janeiro) e possui uma única atividade de negócio das quais pode obter receitas e incorrer despesas (distribuição de energia elétrica), a Companhia concluiu que possui apenas o segmento de distribuição de energia elétrica como passível de reporte.

2.2 Pronunciamentos novos ou alterados que estão vigentes em 31 de dezembro de 2023

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A Companhia avaliou os novos pronunciamentos ou alterações realizadas aos pronunciamentos já existentes, e quando aplicável, os implementou conforme requerido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

As novas normas contábeis ou aquelas alteradas que passaram a vigorar para exercícios anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2023 estão evidenciadas a seguir e não resultaram em alterações materiais para as políticas contábeis atualmente utilizadas pela Companhia:

Pronunciamentos novos ou alterados	Natureza da alteração	Vigente para períodos anuais iniciados em ou após
CPC 50 / IFRS 17 - Contratos de seguro	Adoção inicial	1º de janeiro de 2023
CPC 32 / IAS 12 – Tributos sobre o Lucro	Imposto diferido relacionado a ativos e passivos decorrentes de uma única transação	1º de janeiro de 2023
CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro	Prover <i>guidance</i> sobre distinção entre políticas contábeis e estimativas contábeis.	1º de janeiro de 2023
CPC 26 (R1) / IAS 1 – Apresentação das Demonstrações contábeis	Divulgação de políticas contábeis	1º de janeiro de 2023
CPC 32 – Tributos sobre o lucro	Reforma tributária internacional - Regras modelo do pilar dois	23 de maio de 2023

2.3 Pronunciamentos novos ou alterados, mas ainda não vigentes

Não se espera que as seguintes normas novas tenham um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia. Se aplicável aos negócios da Companhia, os pronunciamentos novos ou alterados serão adotados assim que sua adoção entrar em vigor.

Pronunciamentos novos ou alterados	Natureza da alteração	Vigente para períodos anuais iniciados em ou após
CPC 26 (R1) / IAS 1 – Apresentação das Demonstrações contábeis	Requisitos para classificação de passivo circulante e não circulante e passivo circulante com covenants.	1º de janeiro de 2024
CPC 03 / IAS 7 - Demonstração dos Fluxos de Caixa e CPC 40/IFRS7 – instrumentos financeiros: evidenciação	Requisitos de divulgação para acordos de financiamento de fornecedores, apresentando como esses acordos afetam os passivos e os fluxos de caixa de uma entidade; e como a entidade poderia ser afetada se os acordos já não estivessem disponíveis para ela.	1º de janeiro de 2024
CPC 06 (R2) / IFRS 16 Arrendamentos	Responsabilidade de arrendamento em uma venda e relocação.	1º de janeiro de 2024
CPC 02 - Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio (IAS 21)	Falta de trocabilidade para exigir que uma entidade aplique uma abordagem consistente para avaliar se uma moeda é trocável por outra moeda e, quando não o é, para determinar a taxa de câmbio a utilizar e as divulgações a fornecer.	1º de janeiro de 2025
CPC 36 (R3) / IFRS 10 – Demonstrações Consolidadas e CPC 18 (R2) / IAS 28 – Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e sua Coligada ou Joint venture	Prover <i>guidance</i> para situações que envolvem a venda ou contribuição de ativos entre investidor e suas coligadas.	A data efetiva dessas alterações foi diferida por tempo indeterminado. A adoção antecipada continua sendo permitida somente para IFRS.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



2.4 Aplicação de julgamentos, estimativas e premissas contábeis materiais

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis e o exercício de julgamento por parte da Administração. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram apoiadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Quando necessário, os julgamentos e as estimativas estão suportados por pareceres elaborados por especialistas.

A Companhia adota premissas derivadas de sua experiência e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, deve ser considerado que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, o que poderá levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do referido ativo ou passivo em períodos futuros na medida em que novas informações estejam disponíveis.

As informações sobre julgamentos, estimativas e premissas contábeis na data de reporte, envolvendo risco de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro, estão apresentadas nas respectivas notas explicativas:

Nota 6 – Perda esperada para crédito de liquidação duvidosa,
Nota 10 – Ativo financeiro indenizável,
Nota 16 – Obrigação com benefícios pós-emprego,
Nota 17 – Provisões para processos judiciais,
Nota 20.3 – Receita de distribuição não faturada,
Nota 23 – Imposto de renda e contribuição social diferidos, e
Nota 25 – Instrumentos financeiros.

3. Alterações na legislação brasileira e assuntos regulatórios

3.1 Revisão tarifária periódica 2023

A ANEEL, em reunião pública de sua diretoria realizada em 14 de março de 2023, deliberou sobre a revisão tarifária periódica de 2023 da Companhia, aplicado nas tarifas a partir de 15 de março de 2023 (Resolução Homologatória nº 3.177/2023). A ANEEL aprovou um reajuste de +3,79% composto por (i) reajuste econômico de +6,30%, sendo +1,76% de Parcela A, +4,54% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -2,51%. Considerando o componente financeiro considerado no último processo tarifário de -0,51%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +3,28%.

O reajuste tarifário médio de +3,28% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, sendo -4,91% e +6,18% para alta e baixa tensão, respectivamente.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Revisão Tarifária 2023	
Encargos Setoriais	-0,59%
Energia Comprada	0,48%
Encargos de Transmissão	1,99%
Receita Irrecuperável	-0,12%
Parcela A	1,76%
Parcela B	4,54%
Reajuste Econômico	6,30%
CVA Total	-5,01%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	2,50%
Reajuste Financeiro	-2,51%
Índice de Reajuste Total	3,79%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-0,51%
Efeito Para o Consumidor	3,28%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



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

Parcela A: Reajustada em +2,56%, representando +1,76% no reajuste econômico;

Parcela B: Reajustada em +14,58%, representando uma participação de +4,54% no reajuste econômico, com destaque para os seguintes itens:

Custos Operacionais: a metodologia de definição dos custos operacionais regulatórios estabelece o método de benchmarking para a definição do nível eficiente de custos que são reconhecidos nas tarifas. Nesta revisão tarifária, os custos operacionais regulatórios apresentaram uma variação de 2,06% em relação aos valores que estavam incluídos nas tarifas, contribuindo para um aumento tarifário de 0,21%. Importante destacar que a aplicação da metodologia indicou que os custos operacionais então contidos nas tarifas estavam abaixo do limite inferior do intervalo de eficiência, sendo estabelecida uma trajetória regulatória positiva de ajuste desses custos até o final do ciclo;

Custo Anual de Ativos: corresponde à remuneração do capital, quota de reintegração regulatória e anuidades dos ativos não elétricos. A remuneração apresentou aumento de 10,62% em relação aos valores até então contemplados nas tarifas, o que representou um impacto tarifário de 1,38%, em decorrência do aumento da Base de Remuneração Líquida. A quota de reintegração apresentou variação de 28,87% em relação aos valores até então existentes nas tarifas, o que representou um impacto tarifário de 2,11%, devido ao aumento da Base de Remuneração Bruta e da taxa de depreciação. Por último, as anuidades apresentaram um aumento de 21,81% em relação aos valores até então contidos nas tarifas, com impacto de 0,47%, em decorrência da atualização da Base de Remuneração Regulatória.

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

- (i) Complemento positivo do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 60.396 (nota explicativa nº 10.2). A contra partida foi reconhecida no resultado do exercício (vide nota explicativa nº 20)
- (ii) Reclassificação do ativo financeiro da concessão para o ativo intangível no montante negativo de R\$53.710, devido alinhamento de metodologia de classificação dos ativos (notas explicativas nº 10.2 e 10.3).
- (iii) Baixas do ativo intangível da concessão no montante de R\$ 55.987 (nota explicativa nº 10.3). A contra partida foi reconhecida no custo e despesas operacionais (vide nota explicativa nº 21)

Componentes financeiros: Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizam um montante negativo de R\$ 178.254, dentre os quais destacam-se: R\$ 355.936 negativos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”); negativos da sobrecontratação de R\$ 182.432; e negativo de PIS/COFINS de R\$ 394.529; sendo estes valores parcialmente compensados por componentes de neutralidade dos encargos setoriais positivo de R\$ 24.760; positivo da escassez hídrica de R\$ 330.524; e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 207.693.

3.2 Bandeira tarifária

De janeiro até 15 de abril de 2022, estava vigente a Bandeira Escassez Hídrica, e a tarifa foi acrescida de R\$ 14,20 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. A bandeira tarifária vigente é a verde, e desde 16 de abril de 2022, a ANEEL não publicou o acionamento da bandeira para os consumidores.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



4. Caixa e equivalentes de caixa

	31.12.2023	31.12.2022
Caixa e contas correntes bancárias	27.391	14.729
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	25.884	21.474
Operações compromissadas	887	27.135
	26.771	48.609
Fundos não exclusivos		
Fundos de investimentos abertos	11.100	4.805
Total de fundos de investimento não exclusivos	11.100	4.805
Total	65.262	68.143

Caixa e equivalentes de caixa, incluem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras com liquidez imediata e estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos por apresentarem risco insignificante de variação no seu valor de mercado.

As aplicações financeiras, representadas principalmente por CDBs, que possuem conversibilidade imediata, insignificante risco de mudança de valor, montante conhecido de caixa no momento do resgate e expectativa de realização em até 90 dias são registradas como equivalentes de caixa. Em 31 de dezembro de 2023, os certificados de depósitos bancários e operações compromissadas foram remunerados em média a 100,32% e 89,89% do CDI, respectivamente (100,73% e 82,34% do CDI, respectivamente, em 31 de dezembro de 2022).

De acordo com o modelo de negócios da Companhia, os saldos de caixa e equivalentes de caixa são classificados como custo amortizado pois tem como objetivo coletar os fluxos de caixa de principal e juros. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, juros e correção monetária, em contrapartida ao resultado, calculados com base no método de taxa de juros efetiva, conforme definido na data da sua contratação e curva da taxa CDI mensal.

Redução ao valor recuperável: todo saldo relacionado a caixa e equivalentes de caixa está sujeito à análise de perdas esperadas de acordo com o CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos Financeiros. Os investimentos da Companhia são realizados com base na sua política que determina a diversificação do risco de crédito, centralização de suas transações em instituições de primeira linha e estabelecimento de limites de concentração e critérios de *ratings* das principais agências de risco (mais detalhes na nota explicativa nº 25.2 b.1.1).

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022 não há expectativa de perda de ativos financeiros nas instituições para os quais a Companhia possui caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo. Desse modo, não foi registrada nenhuma perda esperada associada a esses ativos.

5. Títulos e valores mobiliários

Os títulos são classificados como valor justo por meio do resultado, referem-se principalmente a investimento em Fundos de Investimento e Títulos Públicos. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são representados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	31.12.2023	31.12.2022
Fundos de investimentos não exclusivos	120.888	113.422
Fundos de investimentos exclusivos (a)	114	15.560
Títulos públicos	110	10.497
LF - Letra Financeira	4	5.063
Total	121.002	128.982

(a) Fundo exclusivo das empresas do Grupo Enel, no qual a Companhia é uma das cotistas e apresenta 0,08% de representatividade sobre o total do mesmo em 31 de dezembro de 2023 (50,94% em 31 de dezembro de 2022). Em 31 de dezembro de 2023, as aplicações em fundos de investimentos tiveram uma remuneração média de 93,06% do CDI (96,51% do CDI em 31 de dezembro de 2022).

A Companhia aplica uma parcela do seu caixa em fundos de Investimento não exclusivo, administrados por *Asset* de primeira linha. Esses fundos são classificados como renda fixa, possuem alta liquidez e buscam retorno compatível com o benchmark que é a taxa CDI. Nenhum desses ativos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do exercício findo em 31 de dezembro de 2023 e 2022.

6. Contas a receber de clientes e outros recebíveis

Incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica, valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, participação financeira do consumidor e outros serviços cobráveis na fatura de energia elétrica.

A Companhia classifica os saldos de contas a receber de clientes e outros recebíveis como instrumentos financeiros mensurados ao custo amortizado, pois o modelo de negócios da Companhia tem o objetivo de coletar os fluxos de caixa de principal e juros, não contemplando componentes de financiamento significativos. Os recebíveis da Companhia são faturados nos termos das Resoluções Normativas nº 414/2010 e 506/2012 da ANEEL, exceto a venda de energia elétrica no mercado de curto prazo que segue a Resolução Normativa nº 109/2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). Esses recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, atualizações financeiras, quando aplicáveis, e podem ser reduzidos por ajuste de redução ao valor recuperável.

Uso de estimativas e julgamentos

Receita não faturada: O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / nº de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses - vide nota explicativa nº 22.

Os saldos relacionados a consumidores e outros estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos financeiros – vide tabela a seguir.

Reconhecimento de perda: As baixas de recebíveis para perda são efetuadas após esgotadas todas as ações de cobrança administrativa, em que se aplica o percentual de perda de 100% após o período de 5 anos para todas as classes). Cabe ressaltar que para fins fiscais, o reconhecimento de perda permanece inalterado, obedecendo os prazos e valores definidos pelo artigo 9º da Lei nº 9.430/1996, com alterações introduzidas pelo artigo 8º da Lei nº 13.097/2015.

A composição do saldo de contas a receber de clientes e outros recebíveis é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A vencer	Vencidos					Total	PECLD	31.12.2023	
	até 60 dias	de 61 a 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	Mais de 360 dias				
Classes de consumidores:									
Residencial	249.984	230.179	38.193	100.811	184.496	1.234.943	2.038.606	(1.237.893)	800.713
Industrial	19.686	7.963	581	1.243	2.775	27.706	59.954	(31.515)	28.439
Comercial	79.933	40.886	6.199	17.326	31.018	192.795	368.157	(177.477)	190.680
Rural	7.343	8.637	2.411	3.173	2.832	17.781	42.177	(16.903)	25.274
Poder público	59.726	26.536	7.119	11.878	12.074	63.916	181.249	(32.214)	149.035
Iluminação pública	32.043	10.856	3.865	11.928	15.410	110.676	184.778	(40.245)	144.533
Serviço público	23.467	2.379	171	597	565	4.364	31.543	(1.160)	30.383
Fornecimento faturado	472.182	327.436	58.539	146.956	249.170	1.652.181	2.906.464	(1.537.407)	1.369.057
Receita não faturada	625.116	-	-	-	-	-	625.116	(22.826)	602.290
Parcelamento de débitos	4.302	9.797	5.436	13.576	74.932	510.328	618.371	(75.470)	542.901
Compartilhamento - uso mútuo	7.893	10.259	1.085	8.905	18.071	37.923	84.136	(41.912)	42.224
Agente de cobrança da iluminação pública	2.555	769	725	2.214	10.588	8.864	25.715	(9.504)	16.211
Câmara de comercialização de energia elétrica - CCEE	-	-	-	-	-	4.136	4.136	(4.136)	-
Total	1.112.048	348.261	65.785	171.651	352.761	2.213.432	4.263.938	(1.691.255)	2.572.683
									Circulante
									2.062.357
									Não circulante
									510.326

A vencer	Vencidos					Total	PECLD	31.12.2022	
	até 60 dias	de 61 a 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	Mais de 360 dias				
Classes de consumidores:									
Residencial	278.599	200.713	40.966	92.358	245.413	1.037.852	1.895.901	(1.119.179)	776.722
Industrial	17.602	5.370	626	1.704	3.755	30.468	59.525	(33.920)	25.605
Comercial	71.329	33.985	7.042	19.642	41.160	173.362	346.520	(170.379)	176.141
Rural	4.943	7.264	826	1.986	4.338	14.282	33.639	(14.709)	18.930
Poder público	38.783	11.141	3.390	8.206	14.281	75.852	151.653	(24.041)	127.612
Iluminação pública	31.573	16.053	8.249	21.762	41.654	105.791	225.082	(66.701)	158.381
Serviço público	21.084	3.514	430	816	2.220	2.112	30.176	(1.357)	28.819
Fornecimento faturado	463.913	278.040	61.529	146.474	352.821	1.439.719	2.742.496	(1.430.286)	1.312.210
Receita não faturada	558.777	-	-	-	-	-	558.777	(15.121)	543.656
Parcelamento de débitos	477.353	-	-	-	-	-	477.353	(48.224)	429.129
Venda de Energia Excedente - MVE	6.254	-	-	-	-	-	6.254	-	6.254
Compartilhamento - uso mútuo	2.708	6.810	3.614	5.911	7.979	28.640	55.662	(35.234)	20.428
Agente de cobrança da iluminação pública	8.401	545	553	1.981	4.005	5.732	21.217	(9.821)	11.396
Câmara de comercialização de energia elétrica - CCEE	-	-	-	-	-	4.136	4.136	(4.136)	-
Subtotal	1.517.406	285.395	65.696	154.366	364.805	1.478.227	3.865.895	(1.542.822)	2.323.073
									Circulante
									2.018.136
									Não circulante
									304.937

Perda esperada para crédito de liquidação duvidosa ("PECLD")

Uso de estimativas:

As perdas esperadas foram mensuradas com base nas perdas de crédito esperadas para todo período útil do ativo financeiro, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. As perdas estimadas foram calculadas com base na experiência real de perda de crédito nos últimos cinco anos, bem como, a expectativa de perda futura utilizando como base probabilidade de perda determinada individualmente e coletivamente, os modelos utilizados atendem à abordagem geral (aplicada no cálculo da PECLD coletiva) e simplificada (aplicada no cálculo da PECLD individual) estabelecida pelo CPC 48, como a seguir:

- Individualmente, a Companhia determina a perda esperada para crédito de liquidação duvidosa para cada cliente, este modelo permite adoção de premissas específicas, como por exemplo, aplicação de garantias e determinação e mudança de risco de crédito individual, bem como análise dos processos judiciais e clientes relevantes com avaliação da probabilidade de perda e respectiva perda esperada.
- Coletivamente, a Companhia utiliza uma matriz de provisões para determinação da perda esperada para crédito de liquidação duvidosa, essa matriz é utilizada principalmente onde há uma quantidade relevante de clientes. Adicionalmente, a perda esperada é calculada separadamente para cada classe de consumo conforme informado anteriormente.

Em ambos os modelos, o Grupo determina percentuais de perdas esperadas de crédito ("Expected Credit Losses – ECL") desde o reconhecimento inicial do ativo financeiro. Estes percentuais são determinados através da expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, a Probabilidade de Inadimplência ("Probability of Default – PD") e o percentual de perda realizada em decorrência da inadimplência ("Loss given default – LGD"), os percentuais de perda esperada de crédito, ora aplicados, aumentam à medida que os ativos financeiros envelhecem.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A quantidade de perdas de crédito esperadas é sensível a mudanças nas circunstâncias e nas condições econômicas previstas. A experiência histórica de perda e crédito da Companhia e a previsão das condições econômicas também podem não representar o padrão real do cliente no futuro.

A movimentação da perda esperada para créditos de liquidação duvidosa é a seguinte:

Rubricas de origem	31.12.2022	Provisões	Perda	31.12.2023
Consumidores e outras contas a receber	(1.542.822)	(284.267)	135.833	(1.691.256)
Outros ativos	(23.586)	(36.967)	37.742	(22.811)
	(1.566.408)	(321.234)	173.575	(1.714.067)
Circulante	(1.562.272)			(1.709.931)
Não Circulante	(4.136)			(4.136)
Total	(1.566.408)			(1.714.067)

Rubricas de origem	31.12.2021	Provisões	Perda	31.12.2022
Consumidores e outras contas a receber	(1.387.825)	(258.680)	103.683	(1.542.822)
Outros ativos	(25.700)	2.114	-	(23.586)
	(1.413.525)	(256.566)	103.683	(1.566.408)
Circulante	(1.409.389)			(1.562.272)
Não Circulante	(4.136)			(4.136)
Total	(1.413.525)			(1.566.408)

A Companhia tem frequentemente acompanhado os eventos decorrentes do cenário econômico e regulatório brasileiro e seus reflexos sobre a perda esperada para créditos de liquidação duvidosa (PECLD).

A provisão para perdas esperadas em contas a receber, abrange a melhor estimativa da Companhia, e esta é determinada com base nas informações vigentes até a data de divulgação dessas demonstrações financeiras e representa a situação de risco de crédito de seus consumidores. Todos os efeitos possíveis e confiavelmente mensuráveis têm sido aplicados de forma consistente na determinação da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa.

A Companhia tem intensificado ações de conscientização e cobrança para aumentar a eficiência e a recuperação de contas de energia em atraso, a saber: (i) campanhas de conscientização relacionadas à importância da manutenção dos pagamentos das contas de energia assíduos; (ii) planos de parcelamentos e campanhas negociais; (iii) intensificação e constante revisão da política de corte; e, (iv) proporção aos consumidores de alternativas de métodos de pagamentos, como por exemplo cartão de crédito e pix e parcerias com meios de pagamentos digitais, inclusive com opções de parcelamentos para as contas de energia vencidas ou não.

A Companhia apresenta a seguir o efeito no resultado da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa:

	31.12.2023	31.12.2022
Provisão	(321.234)	(256.566)
	(321.234)	(256.566)

7. Créditos a receber – subvenção e outros

Representa o valor a ser repassado para a Companhia, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas. Quando o benefício se refere a um item de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



despesa, é reconhecido como receita ao longo do período do benefício, de forma sistemática em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar.

As subvenções que visam compensar a Companhia nos subsídios incidentes nas tarifas de energia de classes específicas de consumidores, incluindo subsídios de baixa renda, são reconhecidas no resultado como “outras receitas” denominadas como Subvenção CDE em uma base sistemática durante os períodos em que o faturamento ocorre, quando se torna recebível, vide quadro abaixo:

	31.12.2023	31.12.2022
Baixa renda - subsidio CDE	21.378	7.345
Subsidio CDE mensal - ciclo corrente (a)	-	(22.117)
Previsão ajuste CDE ciclo corrente	(27.705)	21.170
CDE a receber - diferença ciclo anterior	4.570	2.006
Bônus - Redução Voluntária de consumo	5.609	5.609
	3.852	14.013

- (a) Em dezembro de 2022, a Companhia realizou operação de cessão de recebíveis sem direito de regresso transferindo todos os riscos e benefícios vinculados relativos à previsão de subsídio CDE (mensal) ciclo corrente, para a instituição financeira na data da transação

8. Ativos e passivos financeiros setoriais

O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado da Companhia, em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de “Parcela A” ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária.

Essas diferenças entre o custo real e o custo considerado nos reajustes tarifários geram um direito à medida que o custo realizado for maior que o contemplado na tarifa, ou uma obrigação, quando os custos são inferiores aos contemplados na tarifa. As diferenças são consideradas pela ANEEL no reajuste tarifário subsequente, e passam a compor o índice de reajuste tarifário da Companhia.

A Companhia classifica os saldos de ativo e passivo financeiro setorial como instrumentos financeiros “custo amortizado”, pois o modelo de negócios da Companhia tem o objetivo de coletar os fluxos de caixa de principal e juros, não contemplando componentes de financiamento significativos. O saldo é composto: (i) pelo ciclo anterior (em amortização), que representa o saldo homologado pela ANEEL já contemplado na tarifa e (ii) pelo ciclo em constituição, que são as diferenças que serão homologadas pela ANEEL no próximo evento tarifário.

Redução ao valor recuperável: os saldos relacionados ao ativo financeiro setorial estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos financeiros.

A Companhia avaliou o impacto e concluiu como baixo o risco de não recebimento, com base no histórico de inadimplência e a potencial perda associada, considerando que tais ativos serão realizados por meio do incremento da tarifa do próximo ciclo tarifário e ainda pela garantia de indenização do saldo, conforme mencionado anteriormente. Dessa forma, nenhuma perda esperada foi registrada nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A composição, movimentação dos saldos, composição por ciclo tarifário e segregação entre curto e longo prazo estão demonstradas da seguinte forma:

Ativo (passivo) financeiro setorial líquido	31.12.2022	Adição	Amortização	Recebimento escassez hídrica/CDE Eletrobrás	Recebimento bandeiras tarifárias	Remuneração	31.12.2023	Valores em amortização	Valores em constituição	Passivo circulante	Passivo não circulante
CVA	(164.359)	18.573	134.535	-	(3.155)	(52.978)	(67.384)	(51.481)	(15.903)	(64.124)	(3.260)
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	(242.480)	(181.018)	192.583	-	17.437	(59.879)	(273.357)	(47.933)	(225.424)	(227.162)	(46.195)
Proinfa	2.496	(6.042)	2.902	-	-	(497)	(1.141)	(1.141)	-	(1.141)	-
Transporte Rede Básica	50.498	90.284	(47.207)	-	-	7.757	101.332	7.382	93.950	82.080	19.252
Transporte de Energia - Itaipu	7.974	19.453	(7.251)	-	-	1.372	21.548	1.418	20.130	17.423	4.125
ESS (a)	(43.632)	97.709	46.386	-	(20.592)	(6.194)	73.677	(20.584)	94.261	54.361	19.316
CDE (b)	60.785	(1.813)	(52.878)	-	-	4.463	10.557	9.377	1.180	10.315	242
Demais passivos financeiros setoriais	24.278	7.747	(81.144)	(17.000)	-	53.791	(12.328)	18.804	(31.132)	(6.500)	(5.828)
Neutralidade da Parcela A	61.626	54.612	(28.794)	-	-	2.799	90.243	4.130	86.113	72.597	17.646
Sobrecontratação de Energia (d)	119.432	(47.616)	(99.800)	-	-	88	(27.896)	24.468	(52.364)	(17.166)	(10.730)
Devoluções Tarifárias	(30.207)	(31.794)	29.077	-	-	(1.993)	(34.917)	(4.980)	(29.937)	(28.782)	(6.135)
Bandeiras tarifárias não homologadas	(4.583)	1.897	-	-	-	-	(2.686)	-	(2.686)	(2.686)	-
Risco hidrológico	(177.857)	(201.750)	179.254	-	-	(11.134)	(211.487)	(30.405)	(181.082)	(174.381)	(37.106)
Financeiro bandeira escassez hídrica (e)	307.096	58.010	(327.785)	-	-	28.237	65.558	65.558	-	65.558	-
Outros (f)	(251.229)	174.388	166.904	(17.000)	-	35.794	108.857	(39.967)	148.824	78.360	30.497
Total ativo (passivo) financeiro setorial líquido	(140.081)	26.320	53.391	(17.000)	(3.155)	813	(79.712)	(32.677)	(47.035)	(70.624)	(9.088)

- (a) **ESS (Encargo de Serviço do Sistema):** a variação do diferimento ativo de encargos dos serviços de sistema é devido ao menor despacho da geração fora da ordem de mérito, reflexo da menor geração das usinas termoeletricas;
- (b) **CDE:** a variação está relacionada a homologação das novas contas de encargo para o exercício 2023.
- (c) **Sobrecontratação de energia:** variação está relacionada a alteração na tarifa de cobertura de R\$ 238,24 em dezembro de 2022 para R\$ 238,93 em dezembro de 2023 e aumento do PLD médio de R\$ 55,71 no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 para R\$ 74,09 no exercício findo em 31 de dezembro de 2023.
- (d) **Financeiro de bandeira escassez hídrica:** No processo tarifário vigente, ocorrido em março de 2023, foi considerado um financeiro negativo de R\$ 393.342, para retirar o efeito dos custos ainda não cobertos pelas Bandeiras que serão recuperados durante o ciclo da Bandeira Escassez, a qual esteve vigente até 15 de abril de 2022, conforme previsto na Resolução nº 3/2021, da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG). No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, foi amortizado dez doze avos, no valor de R\$327.785. Para mais detalhes do reajuste tarifário vigente, vide nota explicativa nº 4;

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



- (e) **Outros:** o recebimento de R\$ 17.000 está vinculado aos recursos da conta de desenvolvimento energético CDE, referente aos valores apurados pela Eletrobrás, de acordo com despacho no 1.120/2023 de 24 de abril de 2023.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Ativo (passivo) financeiro setorial líquido	31.12.2021	Adição	Amortização	Recebimento escassez hídrica/CDE Eletrobrás	Recebimento bandeiras tarifárias	Remuneração	Transferências	31.12.2022	Valores em amortização	Valores em constituição	Passivo circulante	Passivo não circulante
CVA	750.623	199.096	(667.441)	-	(434.540)	32.356	(44.453)	(164.359)	165.912	(330.271)	(96.493)	(67.866)
Aquisição de Energia - (CVAenerg) (a)	341.482	(155.603)	(275.334)	-	(113.190)	4.618	(44.453)	(242.480)	74.155	(316.635)	(177.417)	(65.063)
Proinfra	1.105	10.737	(10.207)	-	-	861	-	2.496	2.497	(1)	2.497	(1)
Transporte Rede Básica	23.948	44.907	(18.853)	-	-	496	-	50.498	5.251	45.247	41.201	9.297
Transporte de Energia - Itaipu	863	7.547	(669)	-	-	233	-	7.974	343	7.631	6.406	1.568
ESS (b)	363.685	195.432	(299.359)	-	(321.350)	17.960	-	(43.632)	69.187	(112.819)	(20.450)	(23.182)
CDE	19.540	96.076	(63.019)	-	-	8.188	-	60.785	14.479	46.306	51.270	9.515
Demais passivos financeiros setoriais	(343.762)	520.738	300.013	(336.888)	53.072	6.524	(175.419)	24.278	(41.323)	65.601	9.855	14.423
Neutralidade da Parcela A	65.566	44.460	(50.417)	-	-	2.017	-	61.626	8.151	53.475	50.637	10.989
Sobrecontratação de Energia	(128.727)	140.909	125.509	-	(17.773)	(486)	-	119.432	(22.544)	141.976	90.258	29.174
Devoluções Tarifárias	(29.125)	(23.551)	25.819	-	-	(3.350)	-	(30.207)	(4.179)	(26.028)	(24.859)	(5.348)
Bandeiras tarifárias não homologadas	-	(75.428)	-	-	70.845	-	-	(4.583)	-	(4.583)	(4.582)	(1)
Parcela B	(15.603)	-	15.603	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risco hidrológico	(170.541)	(169.721)	171.761	-	-	(9.356)	-	(177.857)	(27.227)	(150.630)	(146.907)	(30.950)
Financeiro bandeira escassez hídrica (c)	-	290.050	-	-	-	17.046	-	307.096	-	307.096	-	307.096
Outros (d)	(65.332)	314.019	11.738	(336.888)	-	653	(175.419)	(251.229)	4.476	(255.705)	45.308	(296.537)
Total ativo (passivo) financeiro setorial líquido	406.861	719.834	(367.428)	(336.888)	(381.468)	38.880	(219.872)	(140.081)	124.589	(264.670)	(86.638)	(53.443)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**9. Imposto de renda e contribuição social, líquidos**

Em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022, os montantes de imposto de renda e contribuição social a pagar e compensar estão sendo apresentados de forma líquida entre ativo e passivo, portanto não há saldo de imposto de renda e contribuição social a pagar, já que o saldo líquido é a compensar, conforme quadro a seguir:

	31.12.2023	31.12.2022
Imposto de renda e contribuição sociais compensáveis		
Imposto de renda	88.463	238.350
Contribuição social	18.370	48.229
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	4.176	3.840
	111.009	290.419
Imposto de renda e contribuição sociais a pagar		
Imposto de renda	-	(68.051)
Contribuição social	-	(24.901)
	-	(92.952)
Total de imposto de renda e contribuição social, líquidos	111.009	197.467

A composição de outros tributos compensáveis, está demonstrada a seguir:

	31.12.2023		31.12.2022	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Outros tributos compensáveis				
ICMS	10.336	39.648	24.315	39.649
Lei Complementar nº 102/00	113.468	86.756	96.459	99.908
PIS e COFINS	36.581	-	31.264	-
PIS e COFINS (ICMS) (a)	419.761	2.507.177	405.093	2.759.188
Outros tributos	1.890	-	1.890	-
Total	582.036	2.633.581	559.021	2.898.745

- (a) Por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais deverão ser repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Companhia adotou os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais (vide nota explicativa nº. 15).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



10. Contratos de concessão público - privados

Os ativos da infraestrutura relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo contratual (infraestrutura em construção), ativo financeiro indenizável e ativo intangível. Esta segregação ocorre para distinguir o compromisso de remuneração garantido pelo poder concedente e o compromisso de remuneração pelos consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público.

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 15 de março de 2023 (vide nota explicativa nº 3.1).

	Custo	31.12.2023	31.12.2022
Ativo contratual	10.1	975.888	939.380
Ativo financeiro da concessão	10.2	7.259.520	6.412.960
Ativo intangível da concessão	10.3	2.225.698	2.429.582
		10.461.106	9.781.922

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo estes ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Poder Concedente.

10.1 Ativo contratual (infraestrutura em construção)

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual inclui custos de empréstimos capitalizados.

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures ao custo de construção da infraestrutura, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 3,59% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 (3,19% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2022), sobre o ativo contratual (infraestrutura em construção) qualificável.

A movimentação do ativo contratual (infraestrutura em construção) é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2021	1.058.049	(101.993)	956.056
Adições	1.458.936	-	1.458.936
Capitalização de juros de empréstimos	248	-	248
Transferência para o ativo intangível	(620.631)	9.083	(611.548)
Transferência para ativo indenizável	(898.069)	33.922	(864.147)
Transferência do ativo imobilizado	(165)	-	(165)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	998.368	(58.988)	939.380
Adições	1.084.566	-	1.084.566
Capitalização de juros de empréstimos	36	-	36
Transferência para o ativo intangível	(491.904)	-	(491.904)
Transferência para ativo indenizável	(556.217)	-	(556.217)
Transferência do ativo imobilizado	27	-	27
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.034.876	(58.988)	975.888

10.2 Ativo financeiro da concessão

O ativo financeiro indenizável da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

A Companhia classifica os saldos do ativo financeiro da concessão como instrumentos financeiros na categoria de “valor justo por meio de resultado”, pois o fluxo de caixa não é caracterizado apenas como principal e juros. O modelo de negócio da Companhia para este ativo é recuperar o investimento realizado, cuja valorização é baseada no valor novo de reposição (VNR), acrescido de correção monetária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR).

Uso de estimativas:

A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 4 anos e, somente nessa data, a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL por meio do novo valor de reposição - “VNR” depreciado. Entre os períodos de Revisão Tarifária, a Administração, utilizando o critério determinado pela ANEEL, aplica o IPCA como fator de atualização da Base de Remuneração. O ativo financeiro da concessão é mensurado em função da referida base de remuneração e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como novo preço de reposição e atualização pelo IPCA. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela dessa infraestrutura que não estará amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, por sua vez, tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL.

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito do ativo financeiro da concessão, visto que o contrato firmado assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente.

Em 31 de dezembro de 2023 a movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da concessão está assim apresentada:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	Ativo indenizável
Saldo em 31 de dezembro de 2021	5.287.315
Transferência do ativo contratual	864.147
Atualização do ativo financeiro da concessão	261.498
Saldo em 31 de dezembro de 2022	6.412.960
Transferência do ativo contratual	556.217
Reclassificação para o ativo intangível - Revisão Tarifária (nota 4.1 e 13)	(53.710)
Atualização do ativo financeiro da concessão	283.657
Atualização do ativo financeiro da concessão - Revisão Tarifária (nota 4.1)	60.396
Saldo em 31 de dezembro de 2023	7.259.520

(*) O valor de R\$ 60.396 foi reconhecido para ajustar a nova Base de Remuneração Regulatória homologada pela ANEEL, de acordo com a revisão tarifária ocorrida em março de 2023 (vide nota explicativa nº. 4.1). A contrapartida, foi reconhecida como atualização do ativo financeiro da concessão, no resultado do período (vide nova explicativa nº 26).

(**) O valor de R\$ 53.710 foi reclassificado para o ativo intangível, para ajustar a nova Base de Remuneração Regulatória homologada pela ANEEL, de acordo com a revisão tarifária ocorrida em março de 2023 (vide nota explicativa nº. 4.1).

O aumento do saldo do ativo financeiro indenizável de concessão representa um maior volume de investimentos em expansão, preservação e melhoria de rede que entraram em operação durante os exercícios findos em 2023 e 2022.

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Dessa forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

10.3 Intangível da concessão

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões da infraestrutura, conforme aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 - Contratos de Concessão, corresponde ao direito que os concessionários possuem de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão e são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato da concessão, dos dois, o menor.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil regulatória nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão no caso das distribuidoras. A amortização é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil regulatória estimada.

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados ao longo da vida útil-econômica e avaliados em relação à perda por redução ao valor recuperável sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. O período e o método de amortização para um ativo intangível com vida definida são revisados no mínimo no fim de cada exercício social. Mudanças na vida útil estimada ou no consumo esperado dos benefícios econômicos futuros desses ativos são contabilizadas por meio de mudanças no período ou método de amortização, conforme o caso, sendo tratadas como mudanças de estimativas contábeis. A amortização de ativos intangíveis com vida definida é reconhecida na demonstração do resultado na categoria de despesa consistente com a utilização do ativo intangível.

Um ativo intangível é desreconhecido quando da sua venda (ou seja, a data em que o beneficiário obtém o controle do ativo relacionado) ou quando não são esperados benefícios econômicos futuros a partir de sua utilização ou venda. Eventual ganho ou perda resultante do desreconhecimento do ativo (a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) é reconhecido na demonstração do resultado do exercício.

Redução ao valor recuperável

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Uso de estimativas:

A Companhia avalia anualmente eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Caso exista um indicador de perda de valor recuperável, o teste é realizado anualmente no fim de cada exercício social ou sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo.

O valor recuperável do ativo é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor justo menos custo para venda.

Para fins de avaliação do valor recuperável dos ativos através do valor em uso, utiliza-se o menor grupo de ativos para o qual existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (unidades geradoras de caixa – UGC). O gerenciamento dos negócios considera a Companhia uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo.

O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado com base no WACC definido pelo grupo Enel. Os fluxos de caixa derivam do orçamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, contidas no plano de negócios da Companhia e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022, não foram observados indicativos de que os ativos relevantes da Companhia estivessem registrados por valor superior ao seu valor recuperável líquido.

A amortização do intangível é reconhecida no resultado e registrada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente.

A composição do saldo de ativos intangíveis é como segue:

	31.12.2023			31.12.2022	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	
Em Serviço					
Direito de uso da concessão	6.772.569	(4.751.026)	(87.547)	1.933.996	2.236.114
Software	647.695	(357.133)	-	290.562	192.328
Bens de renda	21.876	(20.736)	-	1.140	1.140
Total	7.442.140	(5.128.895)	(87.547)	2.225.698	2.429.582

A movimentação do ativo intangível é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2021	6.850.614	(4.305.305)	(118.658)	2.426.651
Baixas	(166.220)	129.366	(479)	(37.333)
Amortização	-	(590.860)	19.576	(571.284)
Transferência dos ativos contratuais	620.631	-	(9.083)	611.548
Transferência do ativo indenizável	(12.612)	12.612	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2022	7.292.413	(4.754.187)	(108.644)	2.429.582
Baixas (a)	(395.887)	334.203	-	(61.684)
Amortização	-	(708.911)	21.097	(687.814)
Transferência dos ativos contratuais	491.904	-	-	491.904
Transferência do ativo indenizável	53.710	-	-	53.710
Saldo em 31 de dezembro de 2023	7.442.140	(5.128.895)	(87.547)	2.225.698

(a) Do total do efeito das baixas no exercício no montante de R\$ 61.684, R\$ 55.987 foram reconhecidos como resultado da revisão tarifária e considerando a nova Base de Remuneração Regulatória (BRR) homologada pela ANEEL (nota explicativa nº 3.1). A contra partida foi reconhecida no custo e despesas operacionais (vide nota explicativa nº 21).

DISTRIBUIÇÃO	%
Condutor de tensão inferior a 69kv	3,57%
Estrutura poste	3,57%
Transformador de distribuição aéreo	4,00%
Transformador de força	2,86%
Conjunto de medição (tp e tc)	4,35%
Painel	3,57%
Regulador de tensão inferior a 69kv	4,35%
Software	20,00%

11. Imobilizado

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados ao custo de aquisição ou de construção, líquido de depreciação acumulada e/ou perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, se for o caso. Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, a Companhia reconhece essas partes como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração do resultado, quando incorridos. O valor residual e a vida útil estimada dos bens são revisados e ajustados, se necessário, na data de encerramento do exercício. A depreciação é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado no período em que o ativo for baixado.

Redução ao valor recuperável: a Companhia avalia anualmente eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Caso exista um indicador de perda de valor recuperável, o teste é realizado anualmente no fim de cada exercício social ou sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo.

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022, não foram observados indicativos de que os ativos relevantes da Companhia estivessem registrados por valor superior ao seu valor recuperável líquido.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



O imobilizado da distribuidora refere-se a bens que não estão vinculados a atividade de distribuição de energia elétrica, bem como aos direitos de uso de ativo arrendado. A seguir é apresentada a movimentação:

	31.12.2022	Adição	Depreciação	Baixa	Transferência	31.12.2023
Imobilizado em serviço						
Terrenos	515	-	-	-	-	515
Edif. Ob. Cívís e benfeitorias	37.942	-	-	-	212	38.154
Máquinas e equipamentos	83.191	-	-	(51.002)	1.683	33.872
Veículos	2.701	-	-	(6)	-	2.695
Móveis e utensílios	32.373	-	-	(697)	-	31.676
Subtotal	156.722	-	-	(51.705)	1.895	106.912
Depreciação acumulada						
Edif. Ob. Cívís e benfeitorias	(13.327)	-	(1.101)	-	-	(14.428)
Máquinas e equipamentos	(55.445)	-	(3.621)	47.878	-	(11.188)
Veículos	(2.209)	-	(85)	-	-	(2.294)
Móveis e utensílios	(23.000)	-	(2.077)	523	-	(24.554)
Subtotal	(93.981)	-	(6.884)	48.401	-	(52.464)
Imobilizado em curso						
Edif. Ob. Cívís e benfeitorias	10.364	30.293	-	21	(1.045)	39.633
Máquinas e equipamentos	7.763	27.760	-	-	(850)	34.673
Veículos	594	-	-	-	-	594
Móveis e utensílios	3.585	4.519	-	-	-	8.104
Subtotal	22.306	62.572	-	21	(1.895)	83.004
Total do imobilizado	85.047	62.572	(6.884)	(3.283)	-	137.452
Ativo de direito de uso						
Terrenos	374	-	(30)	-	-	344
Imóveis	50.955	6.513	(10.753)	-	-	46.715
Veículos	3.735	18.630	(6.443)	-	-	15.922
Subtotal	55.064	25.143	(17.226)	-	-	62.981
Total	140.111	87.715	(24.110)	(3.283)	-	200.433

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	31.12.2021	Adição	Depreciação	Baixa	Transferência	Reclassificação	31.12.2022
Imobilizado em serviço							
Terrenos	515	-	-	-	-	-	515
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	23.536	-	-	-	14.406	-	37.942
Máquinas e equipamentos	72.297	-	-	(252)	11.146	-	83.191
Veículos	2.238	-	-	-	463	-	2.701
Móveis e utensílios	28.633	-	-	-	3.740	-	32.373
Subtotal	127.219	-	-	(252)	29.755	-	156.722
Depreciação acumulada							
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	(12.585)	-	(742)	-	-	-	(13.327)
Máquinas e equipamentos	(53.215)	-	(2.936)	252	-	454	(55.445)
Veículos	(2.163)	-	(46)	-	-	-	(2.209)
Móveis e utensílios	(20.957)	-	(2.043)	-	-	-	(23.000)
Subtotal	(88.920)	-	(5.767)	252	-	454	(93.981)
Imobilizado em curso							
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	8.981	4.708	-	-	(3.325)	-	10.364
Máquinas e equipamentos	13.982	16.297	-	-	(22.062)	(454)	7.763
Veículos	1.057	-	-	-	(463)	-	594
Móveis e utensílios	8.085	(760)	-	-	(3.740)	-	3.585
Subtotal	32.105	20.245	-	-	(29.590)	(454)	22.306
Total do imobilizado	70.404	20.245	(5.767)	-	165	-	85.047
Ativo de direito de uso							
Terrenos	474	20	(120)	-	-	-	374
Imóveis	23.878	38.154	(11.077)	-	-	-	50.955
Veículos	11.903	-	(8.168)	-	-	-	3.735
Subtotal	36.255	38.174	(19.365)	-	-	-	55.064
Total	106.659	58.419	(25.132)	-	165	-	140.111

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A Companhia reavalia as vidas úteis anualmente para garantir que refletem a realidade, diante disso, as principais taxas de depreciação que refletem a vida útil dos ativos imobilizados anteriormente descritos, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

ADMINISTRAÇÃO	%
Equipamento geral	6,25%
Equipamento geral de informática	16,67%
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	3,33%
Veículos	14,29%

Os ativos de direito de uso são amortizados em conformidade com vida útil definida em cada contrato. A tabela a seguir demonstra o prazo médio remanescente na data-base de 31 de dezembro de 2023:

Ativo de direito de uso	Prazo médio contratual remanescente (anos)
Terrenos	3,92
Imóveis	3,58
Veículos	2,08

12. Fornecedores

	31.12.2023	31.12.2022
Compra de energia	414.094	371.383
Compra de energia com partes relacionadas (nota 25.2)	5.174	1.518
Encargo de uso da rede	150.701	118.743
Encargo de uso da rede com partes relacionadas (nota 25.2)	-	430
Total energia	569.969	492.074
Materiais e serviços	339.781	628.017
Materiais e serviços com partes relacionadas (nota 25.2)	175.406	119.358
Total fornecedores	1.085.156	1.239.449

Alguns fornecedores da Companhia efetuaram operações de antecipação de direito de recebimento com instituições financeiras. No entanto, não houve nenhuma alteração de prazo ou condição de pagamento para a Companhia. Assim, a essência original da transação comercial não foi alterada e continua sendo classificada como atividade operacional, ou seja, permanece como contas a pagar para fornecedores. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, o montante destas operações é de R\$ 80.251 (R\$ 146.761 em 31 de dezembro de 2022).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



13.2 As principais características dos contratos de empréstimos e financiamentos estão descritas a seguir:

a) Empréstimos e financiamentos obtidos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2023:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Desembolsado	Finalidade	Garantia
Enel Finance International N.V. VII (c/ Swap)	262.103	03/01/2023	03/01/2025	5,76%	Bullet	Anual	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 62	30.203	16/02/2023	30/06/2024	CDI + 1,15%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 63	70.482	17/04/2023	30/06/2024	CDI + 1,20%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 64	45.295	25/04/2023	30/06/2024	CDI + 1,20%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 65	350.836	10/07/2023	30/06/2024	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 66	256.712	07/08/2023	03/02/2024	CDI + 1,40%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 67	30.342	14/08/2023	12/02/2024	CDI + 1,40%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 68	50.567	15/08/2023	12/02/2024	CDI + 1,40%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 69	23.259	17/08/2023	12/02/2024	CDI + 1,40%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Mútuo I Ampla - CIEN	70.794	25/08/2023	22/02/2024	CDI + 1,67%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Mútuo II Ampla - CIEN	91.018	15/09/2023	13/03/2024	CDI + 1,57%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Mútuo III Ampla - CIEN	40.459	16/10/2023	17/04/2024	CDI + 1,42%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Mútuo II Ampla - CDSA	40.220	19/10/2023	31/01/2024	CDI + 1,43%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 70	50.282	17/11/2023	30/06/2024	CDI + 0,40%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 71	50.580	22/12/2023	26/06/2024	CDI + 1,60%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 72	1.213.668	27/12/2023	26/06/2024	CDI + 1,60%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 73	50.567	28/12/2023	26/06/2024	CDI + 1,60%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A

b) Empréstimos e financiamentos obtidos em exercícios anteriores e liquidados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2023:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Desembolsado	Finalidade	Garantia
BNDES (Capex 2012-2013) FINAME, A, B e F	73.625	15/08/2013	15/05/2023	3,00%	Mensal	Mensal	79%	Financiamento do CAPEX 2012/2013	Recebíveis
Enel Finance International N.V.II	230.000	15/04/2021	17/04/2023	1,06%	Bullet	Anual	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Finance International N.V.III (c/ Swap)	294.500	01/07/2021	03/07/2023	1,29%	Bullet	Anual	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Finance International N.V. IV (c/ Swap)	299.800	08/07/2021	10/07/2023	1,29%	Bullet	Anual	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo	206.444	29/12/2015	06/08/2023	CDI + 0,57%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Finance International N.V. IX (c/ Swap)	1.041.014	28/12/2022	28/12/2023	6,29%	Bullet	Anual	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A

c) Empréstimos e financiamentos obtidos em exercícios anteriores e vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2023:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Desembolsado	Finalidade	Garantia
Enel Brasil Mútuo 54	88.279	18/06/2020	17/06/2024	CDI + 2,30%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 55	750.000	07/07/2020	07/07/2024	CDI + 2,27%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Finance International N.V.	750.000	21/12/2020	22/01/2024	CDI + 1,41%	Bullet	Anual	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Scotiabank III	200.000	01/02/2021	03/02/2025	1,39%	Bullet	Semestral	100%	Capital de Giro	Enel Brasil
Scotiabank IV	120.000	26/02/2021	26/02/2025	1,39%	Bullet	Semestral	100%	Capital de Giro	Enel Brasil
Enel Finance International N.V. V (c/ Swap)	306.765	03/09/2021	03/09/2024	1,53%	Bullet	Anual	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Finance International N.V. VI (c/ Swap)	257.600	07/10/2021	14/10/2024	1,59%	Bullet	Anual	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Finance International N.V. VII (c/ Swap)	347.881	14/12/2021	16/12/2024	1,65%	Bullet	Anual	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 59	76.599	23/12/2022	30/06/2024	1,32%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 60	30.233	26/12/2022	30/06/2024	1,32%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 61	14.107	28/12/2022	30/06/2024	1,32%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A

13.3 Os valores relativos ao principal e custos a amortizar apresentam a seguinte composição de indexadores:

	31.12.2023		31.12.2022	
	R\$	%	R\$	%
Moeda nacional				
CDI	4.618.777	78%	2.418.642	47%
Taxa fixa	-	0%	3.445	0%
Moeda estrangeira				
Dólar	287.402	5%	309.750	6%
Euro	1.046.052	17%	2.440.348	47%
Total	5.952.231	100%	5.172.185	100%

Para mitigar o risco da variação cambial da captação realizada em moeda estrangeira, foram contratadas operações de swap, trocando taxas e valores pactuados em dólar e euro por valores em reais.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



13.4 Em 31 de dezembro de 2023, as parcelas relativas ao principal dos empréstimos e financiamentos e o custo de transação a amortizar, atualmente classificados no passivo não circulante, têm os seguintes vencimentos:

31.12.2023	
2025	Total não circulante
536.084	536.084

13.5 Os indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram a seguinte variação:

Indexador ^(*)	31.12.2023
	%
CDI	11,65
Dólar	4,84
Euro	5,35

(*) Índice do último dia do exercício.

13.6 Movimentações dos empréstimos e financiamentos:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31 de dezembro de 2021	1.863.578	983.440	1.239.491	1.889.522	5.976.031
Captações	301.819	-	1.041.014	-	1.342.833
Encargos provisionados	330.402	-	37.029	-	367.431
Encargos pagos	(166.414)	-	(37.008)	-	(203.422)
Variação cambial	-	-	(126.516)	(226.347)	(352.863)
Transferências	(813.558)	813.559	546.126	(546.127)	-
Amortizações	(890.739)	-	(1.103.752)	-	(1.994.491)
Ajuste a valor de mercado	-	-	36.666	-	36.666
Saldo em 31 de dezembro de 2022	625.088	1.796.999	1.633.050	1.117.048	5.172.185
Captações	2.465.285	-	-	262.103	2.727.388
Encargos provisionados	405.592	-	3.684	94.374	503.650
Encargos pagos	(222.581)	-	(7.012)	(79.975)	(309.568)
Variação cambial	-	-	(27.073)	(104.569)	(131.642)
Transferências	1.796.999	(1.796.999)	752.897	(752.897)	-
Amortizações	(451.606)	-	(1.524.363)	-	(1.975.969)
Ajuste a valor de mercado	-	-	(33.813)	-	(33.813)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	4.618.777	-	797.370	536.084	5.952.231

13.7 Compromissos financeiros – Cláusulas restritivas (Covenants)

Em 31 de dezembro de 2023 não há contratos com cláusulas financeiras restritivas (*covenants*). Em 31 de dezembro de 2022 a Administração da Companhia realizava o acompanhamento dos seguintes índices financeiros:

Contratos	Obrigações especiais financeiras	Limite	Periodicidade de Apuração dos Índices
BNDES 2012 e 2013	Endividamento Bancário Líquido / LAJIDA (máximo)	3,50	Anual
BNDES 2012 e 2013	Endividamento Bancário Líquido / (PL + Endividamento Bancário Líquido) (máximo)	0,60	Anual

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



- Capacidade de endividamento: mede o nível de endividamento líquido (*) em relação ao LAJIDA (EBITDA) ajustado (**) dos últimos 12 meses. Conforme definido nos contratos, este índice não poderá ser superior a 3,5 vezes.

(*) Endividamento líquido: Considera o endividamento total (empréstimos, financiamentos e debêntures líquidos dos instrumentos financeiros derivativos), reduzidos pelo valor de caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

(**) LAJIDA (EBITDA) – Significa a soma dos últimos 12 (doze) meses: (i) Lucro líquido; (ii) despesa financeira líquida; (iii) depreciação e amortização; (iv) provisão para IR e CSLL; (v) outras despesas líquidas não operacionais; (vi) perdas resultantes de equivalência patrimonial em sociedades controladas e coligadas.

14. Encargos setoriais

As distribuidoras de energia elétrica, devem destinar 1% da receita operacional líquida (ROL) em projetos que visam (i) financiar e combater o desperdício de energia elétrica e (ii) o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico relacionado aos programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). O valor correspondente ao 1% da ROL é reconhecido como deduções da receita – nota explicativa nº20. Mensalmente, os saldos de P&D e PEE são atualizados com base na taxa SELIC, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização. Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D são registrados na rubrica de serviços em curso até a finalização desses projetos.

	31.12.2023	31.12.2022
Conta de desenvolvimento energético - CDE - CONTA COVID	36.565	25.969
Programa de eficiência energética - ("PEE")	64.752	65.250
Pesquisa e desenvolvimento - ("P&D")	64.044	49.044
Fundo nacional de desenvolvimento científico ("FNDCT")	1.243	483
Ministério de minas e energia - ("MME")	1.220	475
Taxa de fiscalização - ("TFSEE")	752	819
Outros	-	167
Total	168.576	142.207
Circulante	102.752	109.342
Não Circulante	65.824	32.865

15. PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

Em março de 2017 o Supremo Tribunal Federal - STF decidiu 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 discute o tema em ação judicial desde 2008 e em setembro de 2021 tomou ciência do trânsito em julgado de decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 2ª Região, reconhecendo o direito à exclusão do ICMS das bases de cálculo do PIS e da COFINS.

Em conformidade com a decisão de segunda instância judicial e com o julgamento do tema de repercussão geral, a Companhia a partir do recolhimento de maio de 2021 passou a calcular os valores a recolher de PIS e da COFINS sem a inclusão do ICMS nas bases de cálculo das referidas contribuições.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



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.

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.

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 dezembro de 2023 o total compensado pela Companhia foi de R\$ 766.243 (R\$ 295.892 em 31 de dezembro de 2022).

Tratamento do regulador

Em 17 de março de 2020, a ANEEL iniciou procedimento de tomada de subsídios para colher informações para o tratamento regulatório a ser dado e, entre 11 de fevereiro de 2021 e 29 de março de 2021, a ANEEL realizou a Consulta Pública nº 005/2021 visando obter subsídios para o aprimoramento da proposta de devolução dos créditos tributários decorrentes de processos judiciais que versam sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS. Ainda não há decisão definitiva sobre o tema.

Foi publicada a Lei 14.385/2022 em 27 de junho de 2022, alterando a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para disciplinar a devolução aos consumidores de valores de tributos recolhidos a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica, tais como os decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS.

O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e embora ainda não regulamentada a forma definitiva de devolução pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, os processos tarifários de 2022 já contemplam a devolução parcial de tais valores. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, o total devolvido aos consumidores foi de R\$ 457.860 (R\$ 219.872 no exercício findo em 31 de dezembro de 2022).

A seguir é apresentado o resumo dos impactos:

	Nota	31.12.2023	31.12.2022
PIS/COFINS - tributo a compensar			
<u>Ativo circulante</u>	9	419.761	405.093
<u>Ativo não circulante</u>	9	2.507.177	2.759.188
Total do ativo		2.926.938	3.164.281
PIS/COFINS - consumidores a restituir			
<u>Passivo circulante</u>	15	380.399	405.093
<u>Passivo não circulante</u>	15	2.634.288	2.834.446
Total do passivo		3.014.687	3.239.539
		31.12.2023	31.12.2022
Receita financeira			
(+) PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	22	233.008	222.562
(-) PIS/COFINS - consumidores a restituir	22	(233.008)	(222.562)
Impacto líquido		-	-

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A seguir é apresentada a movimentação do ativo e passivo de PIS e COFINS - ICMS:

	Ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.211.470	3.250.923
Atualização	222.562	222.562
Compensação	(256.439)	-
Devolução consumidores	-	(219.872)
Outros - ajuste créditos e pagamento honorários	(13.312)	(14.074)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	3.164.281	3.239.539
Atualização	233.008	233.008
Compensação	(470.351)	-
Devolução consumidores	-	(457.860)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	2.926.938	3.014.687

16. Obrigações com benefício pós-emprego

A obrigação líquida é calculada separadamente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente. O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado utilizando o método de crédito unitário projetado.

O déficit/superávit é calculado, deduzindo-se o valor justo dos ativos do plano. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências de custeio mínimas aplicáveis, incluindo contratos de dívidas assumidas pela companhia com os planos.

As remensurações da obrigação líquida de benefício definido, que incluem: ganhos e perdas atuariais, o retorno dos ativos do plano (excluindo juros) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo juros), são reconhecidos em outros resultados abrangentes. Os juros líquidos sobre o passivo de benefício definido e o custo do serviço são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício. A Companhia determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período com base na taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido e no passivo definido, ambos conforme determinados no início do exercício a que se referem as demonstrações financeiras, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período em razão de pagamentos de contribuições e benefícios.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada com o apoio de atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data.

O custo do serviço é calculado de acordo com o método de crédito unitário projetado, adotado no cálculo da obrigação atuarial, líquido de contribuições realizadas por participantes.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no exercício em que ocorrem no resultado, como parcela do custo do serviço, bem como os ganhos e perdas anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes são reconhecidos no resultado do exercício na liquidação do respectivo plano.

Uso de estimativas

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e de outros benefícios de assistência médica pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir:

Taxa de desconto

A taxa utilizada para descontar a valor presente as obrigações de benefícios pós-emprego considera os títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) com vencimento correspondente à duração da obrigação dos benefícios pós-emprego.

Tábua de mortalidade

A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas e que são revisadas a cada data-base.

A tábua de mortalidade se baseia em estudos de expectativa de vida da população de acordo com cada faixa etária e as condições socioeconômicas do grupo analisado. Através de estudos de aderência, realizados periodicamente, avalia-se a adequação da tábua de mortalidade utilizada, à experiência recente da população do plano.

Aumento salarial, benefícios e inflação

Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. Em relação à taxa de inflação utilizada, a Companhia faz um levantamento junto a departamentos de economia de diversas instituições financeiras, sobre projeções de inflação para o longo prazo.

Taxa esperada de retorno de ativos

A taxa esperada de retorno de ativos do plano é a mesma taxa utilizada para descontar o valor do passivo. Os planos administrados pela Companhia têm as seguintes principais características:

Os planos de benefícios de aposentadoria e pensão são avaliados atuarialmente, objetivando mensurar os compromissos da patrocinadora com os planos de benefícios oferecidos a seus empregados e ex-empregados, corresponde à totalidade das obrigações da patrocinadora junto ao plano de benefícios. De acordo com a Interpretação Técnica ICPC 20 – Limite de Ativo de Benefício Definido, Requisitos de Custeio (Funding) Mínimo e sua Interação, no montante total do passivo, estão inclusos os contratos de dívida atuariais que a Companhia assinou junto a Brasiletros, tendo em vista equacionar os déficits de ambos os planos PCA e PACV, já que a patrocinadora assume as responsabilidades desses planos de acordo com a legislação vigente.

A Companhia é patrocinadora de dois planos de previdência privada (Plano de Complementação de Aposentadoria – PCA e Plano de Aposentadoria de Contribuição Variável – PACV) que são administrados pela Fundação Ampla de Seguridade Social - Brasiletros, entidade fechada de previdência complementar constituída na forma da legislação pertinente, de caráter não econômico e sem fins lucrativos. O PCA, estruturado na modalidade de benefício definido, consiste em complementar aos seus participantes o benefício pago pela previdência oficial. O PACV, estruturado na modalidade de contribuição variável, tem por objetivo conceder benefícios com base no saldo acumulado pelo participante e patrocinadora. A seguir informações sobre o custeio dos planos:

a) Plano de complementação de aposentadoria - PCA (Benefício Definido)

O custeio do plano é revisado anualmente em razão do resultado da avaliação atuarial preparada pela Brasiletros a fim de estabelecer o nível de contribuição necessário à constituição das reservas, fundos e provisões para garantia das obrigações do plano.

Patrocinadora - contribui com 6,04% da folha de salários para cobertura dos benefícios acrescido de parcela mensal correspondente a R\$ 212 para cobertura das despesas administrativas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



- **Participantes ativos** - contribuição com base em percentuais cumulativos, que variam de 1,75% a 10%, em função da faixa salarial e teto da previdência social, acrescido de contribuição fixa de 1,10% sobre o salário;
- **Participantes assistidos** - contribuição com base em percentuais cumulativos, variando de 1,75% a 10%, em função do valor complemento de aposentados da faixa salarial e teto da previdência social.

Em 31 de dezembro de 2001, a Companhia reconheceu o déficit atuarial no montante de R\$ 118.221 de acordo com a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000. O déficit foi suportado por contrato celebrado em 01 de janeiro de 2002 junto à Brasiletros, onde ficou estabelecido o prazo de 20 anos para amortização, com carência de 2 anos e meio e reajuste do saldo devedor em função dos ganhos e perdas observados nas avaliações atuariais anuais.

Em março de 2022 o saldo devedor desse compromisso foi quitado pela Companhia, conforme prazo e condições estabelecidas no instrumento contratual.

b) Plano de aposentadoria de contribuição variável - PACV (Contribuição Definida)

- **Patrocinadora** - contribuição média de 5,14% da folha de salários dos participantes ativos não elegíveis ao recebimento do benefício pleno oferecido pelo plano, dos quais 4,05% são destinados à cobertura dos benefícios e 1,09% destinados à cobertura das despesas administrativas.
- **Participantes ativos** - contribuição a partir de 2% do salário, conforme previsão regulamentar, sendo o percentual médio de contribuição observado a partir da população ativa equivalente a 5,15% da folha de salários dos participantes ativos.

A Companhia firmou dois contratos de dívida junto à Brasiletros nos anos de 2012 e 2013, nos montantes de R\$ 3.498 e R\$ 9.861, respectivamente, para compensar o acréscimo das provisões matemáticas dos participantes que se encontravam na condição de ativo no plano em 31 de dezembro de 2006 em função da alteração da hipótese de crescimento real dos benefícios de -1,5% para 0%a.a. que refletiu na redução da expectativa de recebimento do benefício vitalício. Em abril de 2023 os saldos foram quitados pela Companhia, conforme prazos e condições estabelecidas no contrato.

Em função da situação deficitária registrada no plano em 2014 e a necessidade de restabelecer seu equilíbrio, a Companhia assumiu integralmente as obrigações decorrentes do resultado apurado no montante de R\$ 47.684 que foi objeto de contrato de confissão de dívida assinado em 30 de janeiro de 2015, com prazo de amortização de 15 anos e cláusula de revisão atuarial, onde o saldo devedor será revisto ao final de cada ano, em função dos ganhos e perdas observados nas avaliações atuariais.

Em 31 de dezembro de 2023, os saldos dos contratos de confissão de dívida assumidos pela Companhia com o PACV totalizam a quantia de R\$ 109.920 (R\$ 125.780 em 31 de dezembro de 2022), de acordo com avaliação atuarial preparada pela Brasiletros.

c) Plano de Assistência Médica dos Aposentados (PAMA)

A Companhia tem por obrigação conceder benefícios de assistência médica somente a ex-funcionários que foram desligados da Companhia até 31 de dezembro de 1997 e que comprovaram a condição de afastamento pelo sistema público de pensão. Esses benefícios são de caráter opcional e são custeados pela Companhia e pelo usuário.

d) Benefício de pagamento da multa do FGTS na aposentadoria

A Companhia mantém um Programa de Incentivo à Aposentadoria assegurando o pagamento de importância equivalente a, no mínimo, 40% do saldo do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço, acrescida do valor equivalente ao Aviso Prévio do empregado, observado todo o contrato de trabalho, àqueles que solicitarem demissão por comprovado motivo de aposentadoria.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Terão direito ao benefício apenas os empregados que tenham adquirido o mínimo de 70% do tempo de serviço na Companhia.

Informações relevantes dos benefícios pós-emprego

a) Ativos e passivos atuariais, reconhecido no balanço patrimonial como passivo atuarial líquido:

	31.12.2023	31.12.2022
<u>Obrigações com benefícios pós-emprego</u>		
Valor presente das obrigações atuariais	1.402.429	1.338.396
Valor justo dos ativos do plano	(1.122.113)	(1.142.820)
Efeito do limite para reconhecimento do ativo	24.423	85.942
Obrigações registradas com benefícios pós-emprego	304.739	281.518

b) Movimentação do valor presente das obrigações atuariais:

	31.12.2023	31.12.2022
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	1.338.396	1.414.121
Custo dos serviços correntes	2.461	2.432
Custos dos juros	131.477	126.455
Contribuição de participantes do plano	21	20
Benefícios pagos pelo plano	(154.803)	(141.061)
Ganho (perda) atuariais sobre a obrigação atuarial	84.877	(63.571)
Valor presente da obrigação atuarial ao final do exercício	1.402.429	1.338.396

c) Movimentação do valor justo dos ativos do plano:

	31.12.2023	31.12.2022
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	1.142.820	1.090.644
Retorno esperado dos ativos do plano	113.174	101.999
Contribuições recebidas de participantes do plano	21	20
Contribuições recebidas do empregador	46.597	88.705
Benefícios pagos pelo plano	(154.803)	(141.061)
Perda (ganho) atuarias sobre os ativos do plano	(25.696)	2.513
Valor justo dos ativos do plano ao final do exercício	1.122.113	1.142.820

d) Movimentação do efeito de teto do ativo:

	31.12.2023	31.12.2022
Efeito do teto de ativo não reconhecido no início do exercício	85.942	25.105
Juros sobre o efeito do teto de ativo não reconhecido	8.938	590
Outras variação no teto de ativo não reconhecido no período/exercício	(70.457)	60.247
Efeito do teto de ativo não reconhecido no final do exercício	24.423	85.942

e) Movimentação contábil do passivo registrado é como segue:

	31.12.2023	31.12.2022
Valor presente das obrigações atuariais	1.402.429	1.338.396
Valor justo dos ativos	(1.122.113)	(1.142.820)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos (Ativo) passivo atuarial líquido	280.316	195.576
Efeito do reconhecimento de dívidas contratadas (Ativo) passivo atuarial líquido apurado	24.423	85.942
	304.739	281.518

f) Despesas reconhecidas no resultado do exercício:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	31.12.2023	31.12.2022
Custo do serviço corrente bruto	2.461	2.432
Custo do serviço líquido	2.461	2.432
Juros sobre a obrigação atuarial	131.477	126.455
Rendimento esperado dos ativos no ano	(104.235)	(101.409)
Juros líquidos sobre o passivo	27.242	25.046
Total reconhecido no resultado	29.703	27.478

Movimentação por plano:

	PCA	PACV	Plano Médico	FGTS na aposentadoria	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2021	46.214	93.096	192.877	16.394	348.581
Custo do serviço corrente	-	83	1.666	683	2.432
Custo dos juros líquidos	(1.772)	8.189	17.330	1.299	25.046
Contribuições reais do empregador	(47.910)	(15.375)	(23.904)	(1.515)	(88.704)
Ganho/Perda atuarial	3.468	12.858	(20.749)	(1.414)	(5.837)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-	98.851	167.220	15.447	281.518
Saldos em 31 de dezembro de 2022	-	98.851	167.220	15.447	281.518
Custo do serviço corrente	-	214	1.592	655	2.461
Custo dos juros líquidos	-	9.449	16.421	1.372	27.242
Contribuições reais do empregador	-	(15.278)	(30.314)	(1.005)	(46.597)
Ganho/Perda atuarial	7.247	22.616	10.647	(395)	40.115
Saldo em 31 de dezembro de 2023	7.247	115.852	165.566	16.074	304.739

g) Movimentações das remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes (ajuste de avaliação atuarial):

	31.12.2023	31.12.2022
Perda (ganho) atuarial gerada pela taxa de desconto	(63.949)	85.093
Perda (ganho) atuarial gerada pela experiência demográfica	(20.927)	(21.522)
Perda (ganho) atuarial gerada pelo rendimento efetivo dos ativos	(25.696)	2.513
Varição na restrição de reconhecimento do ativo	70.457	(60.247)
Montante reconhecido no exercício em outros resultados abrangentes	(40.115)	5.837

h) Composição dos investimentos do plano por segmento:

	31.12.2023	%	31.12.2022	%
Renda fixa	950.906	84,74%	779.129	68,18%
Renda variável	-	0,00%	137.129	12,00%
Investimentos imobiliários	108.540	9,67%	104.988	9,19%
Outros	62.667	5,58%	121.574	10,64%
Total do valor justo dos ativos do plano	1.122.113	100,00%	1.142.820	100,00%

i) Premissas atuariais utilizadas:

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Especificação	Planos BD	Plano CD	Plano Médico	Plano FGTS
Taxa de desconto	10,09%	10,09%	10,09%	10,09%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	10,09%	10,09%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	5,55%	5,55%	N/A	5,55%
Taxa de inflação esperada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Reajuste de benefício concedidos de prestação continuada	4,50%	4,50%	N/A	N/A
Tábua de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	Grupo Americana	Grupo Americana
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 Masculina	AT-49 Masculina	AT-49 Masculina	N/A
Taxa de tendência de custos em saúde – projeção de custos e contribuições	N/A	N/A	7,63%	N/A
Crescimento dos custos médicos devido à idade – projeção dos custos	N/A	N/A	3%	N/A
Crescimento das contribuições em função da idade – projeção das contribuições	N/A	N/A	1,50%	N/A
Opção de plano para futuros aposentados	N/A	N/A	100%	N/A
Taxa de saída de futuros aposentados	N/A	N/A	0%	N/A

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022:

Especificação	Planos BD	Plano CD	Plano Médico	Plano FGTS
Taxa de desconto	10,40%	10,40%	10,40%	10,40%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	10,40%	10,40%	10,40%	10,40%
Taxa de crescimento salarial	5,04%	5,04%	N/A	5,04%
Taxa de inflação esperada	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Reajuste de benefício concedidos de prestação continuada	4,00%	4,00%	N/A	N/A
Tábua de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	Grupo Americana	Grupo Americana
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 Masculina	AT-49 Masculina	AT-49 Masculina	N/A

j) Estimativa da despesa para o exercício de 2024:

	2024
Custo do serviços correntes	2.712
Custos dos juros líquidos	28.650
Total da despesa projetada para o exercício de 2024	31.362

k) Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, a Companhia realizou análise de sensibilidade das premissas atuariais considerando uma variação de 0,50%. O resultado da análise quantitativa em 31 de dezembro de 2023 está demonstrado a seguir:

	PCA		PACV		Plano Médico		Plano FGTS	
Obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2023	911.924		332.515		164.556		17.178	
Taxa de Desconto	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)
Impacto na obrigação do benefício definido	(30.998)	33.102	(13.043)	14.055	(1.249)	564	(546)	582
Total da obrigação do benefício definido	880.926	945.026	319.472	346.570	163.307	165.120	16.632	17.760

17. Provisão para processos judiciais e outros riscos

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões trabalhistas, cíveis, tributárias, ambientais, regulatórias e outros assuntos.

Provisões são reconhecidas quando há uma obrigação presente (formalizada ou não formalizada) como resultado de evento passado, é provável que será necessária uma saída de recursos econômicos para liquidar a obrigação, e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação

Uso de estimativas

A avaliação da probabilidade de perda por parte dos assessores jurídicos da Companhia inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. O cálculo dos montantes provisionados é realizado com base em valores estimados e na opinião dos assessores jurídicos internos e externos, responsáveis pelos processos. As provisões são revisadas e ajustadas para

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião de seus consultores legais, foram provisionados todos os processos judiciais cuja probabilidade de perda foi estimada como provável.

Decisão STF - Coisa julgada

Conforme requerido no ofício circular nº 1/2023/CVM/SNC/SEP, de 13 de fevereiro de 2023, a Companhia confirma que não há impacto nas demonstrações financeiras referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, relacionadas a decisão do STF – Supremo Tribunal Federal, do dia 8 de fevereiro de 2023, sobre coisa julgada em matéria tributária.

17.1 Provisões relacionadas a processos com probabilidade de perda classificada como provável

	31.12.2022	Adições	Reversões	Atualização monetária	Pagamentos	31.12.2023
Trabalhistas (a)	350.348	27.107	(26.827)	30.899	(17.576)	363.951
Cíveis (b)	376.241	282.281	(125.133)	39.322	(197.823)	374.888
Fiscais (c)	25.452	28	-	1.079	(60)	26.499
Regulatório (d)	1.882	17.010	-	5.781	(1.933)	22.740
Subtotal - Processos judiciais e administrativos	753.923	326.426	(151.960)	77.081	(217.392)	788.078
Outras provisões (e)	5.071	-	-	-	-	5.071
Total - Provisões para processos judiciais e outros riscos	758.994	326.426	(151.960)	77.081	(217.392)	793.149
Circulante	-	-	-	-	-	-
Não circulante	758.994	-	-	-	-	793.149

	31.12.2021	Adições	Reversões	Atualização monetária	Pagamentos	31.12.2022
Trabalhistas (a)	331.190	68.836	(62.898)	52.126	(38.906)	350.348
Cíveis (b)	297.845	275.700	(141.695)	82.567	(138.176)	376.241
Fiscais (c)	24.477	32	(82)	1.095	(70)	25.452
Regulatório (d)	1.693	-	-	189	-	1.882
Subtotal - Processos judiciais e administrativos	655.205	344.568	(204.675)	135.977	(177.152)	753.923
Outras provisões (e)	7.179	-	-	-	(2.108)	5.071
Total - Provisões para processos judiciais e outros riscos	662.384	344.568	(204.675)	135.977	(179.260)	758.994
Circulante	486	-	-	-	-	-
Não circulante	661.898	-	-	-	-	758.994

a) Processos trabalhistas

A Companhia mantém 774 processos com prognóstico provável, compostos por ações de natureza trabalhista (empregados próprios e terceirizados) e previdenciária. As ações envolvem, pedidos de vínculo de emprego com a Companhia, pedidos de indenização por acidente de trabalho, adicional de periculosidade, verbas rescisórias, reintegração, horas extras, responsabilidade e/ou subsidiária decorrentes de processos de terceirizados e outros.

b) Processos cíveis

Grande parte da provisão está vinculada a processos relacionados a pedidos de ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, ações judiciais envolvendo pedido de indenização por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

c) Processos fiscais

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Os principais riscos fiscais os quais a Companhia está exposta são:

- c.1) O Estado de Rio de Janeiro ajuizou Execução Fiscal para cobrar débito tributário decorrente de suposto pagamento a menor no período de fevereiro de 1999 a setembro de 2000. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 15.795 (R\$15.146 em 31 de dezembro de 2022).
- c.2) Auto de Infração e Execução Fiscal apresentados pelo Estado do Rio de Janeiro para cobrança de ICMS, relativos ao período de dezembro de 1996 a março de 1999, sob o argumento de que os bens adquiridos para o ativo fixo não estavam relacionados à atividade fim da Companhia. A Companhia provisionou equivalente a 40% e 20% das autuações fiscais, isto é, no valor atualizado em 31 de dezembro de 2023 de R\$ 6.897 para o auto de infração, sendo o valor total de R\$ 17.243 (R\$ 6.644 e R\$ 16.611 em 31 de dezembro de 2022) e de R\$ 624 para a execução fiscal, sendo valor total de R\$ 3.122 (R\$598 e R\$2.991 em 31 de dezembro de 2022), respectivamente.

d) Processos regulatórios

O processo punitivo regulatório é disciplinado pela Resolução Normativa 846/2019 da ANEEL. As penalidades previstas pelo regulamento vão desde advertência até a caducidade da concessão ou da permissão. Estas penalidades são aplicáveis a todos os agentes do setor elétrico e calculadas com base no valor de faturamento.

Auto de Infração 003-2018-SFE: Em 26 de julho 2023 foi realizado pagamento de multa regulatória, no montante de R\$ 1.933, no âmbito administrativo.

Auto de Infração - AI nº 29/2020: Em 20 de julho de 2020, a Companhia recebeu AI sobre indicadores de qualidade, referente ao plano de resultados de 2018/2019. a Companhia apresentou interposição de recurso, contra a penalidade. Em 06 de fevereiro de 2024, ANEEL decidiu analisar o recurso e negar o pedido da Companhia, no sentido de manter a aplicação da multa no montante original de R\$ 17.011. Diante da resposta da ANEEL, a Companhia decidiu pelo reconhecimento da penalidade, que devidamente atualizada corresponde ao montante de R\$ 22.740, em 31 de dezembro de 2023. O pagamento da referida multa, está previsto para ocorrer no primeiro trimestre de 2024.

e) Outras provisões

A Companhia realizou o reconhecimento da provisão para o fundo de transição, um plano que visa a aceleração da transformação energética através da digitalização, modernização e automação do seu modelo de negócio. Criando assim, valores sustentáveis e compartilhados.

Este processo de digitalização conduzirá a Companhia e seus colaboradores a novos modelos de trabalho e operação, bem como o desenvolvimento de novas competências, conhecimentos e maiores oportunidades de tornar seus processos ainda mais eficientes e eficazes.

17.2 Processos com probabilidade de perda classificada como possível

A Companhia está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por esse motivo, nenhuma provisão sobre eles foi constituída. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos internos e externos da Companhia.

O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	31.12.2023	31.12.2022
Trabalhistas	240.663	246.092
Cíveis (a)	1.389.517	1.020.024
Fiscais (b)	2.112.024	1.958.641
Juizados especiais	360.641	312.810
Regulatório	-	19.853
Total	4.102.845	3.557.420

A seguir são apresentados os processos relevantes cujos consultores jurídicos estimam a probabilidade de perda como sendo possível e que não requerem constituição de provisões:

a) Cíveis: A Companhia também está envolvida em diversos outros processos cíveis, sendo que as naturezas desses processos já foram descritas na nota explicativa 17.1.

ENDICON – Indenização por perdas e danos em função de rescisão contratual: a empreiteira, ex-fornecedora da Companhia, demanda indenização pela rescisão contratual. Alega que uma sucessão de eventos ocorridos nos contratos com a Companhia resultou em desequilíbrio econômico-financeiro e prejuízos materiais e morais. A Companhia apresentou sua defesa em dezembro de 2021 e o processo ainda se encontra na fase postulatória, aguardando impulso do juízo para início da fase instrutória. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a condenação pode envolver eventual indenização. O valor envolvido neste processo atualizado em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 208.517 (R\$ 181.509 em 31 de dezembro 2022).

Ações indenizatórias - Evento climático - Em decorrência do evento climático do dia 18 de novembro de 2023, identificou-se o ajuizamento de 4.487 ações individuais e 16 ações coletivas ajuizadas por representantes Municipais e Ministério Público, nas quais são pleiteadas medidas liminares para providências de atendimento da Distribuidora e fornecimento de informações e, ao final, a manutenção das medidas de atendimento bem como a condenação ao pagamento de valores a título de danos morais e materiais individuais e coletivos a serem apurados em momento processual oportuno, ou seja, quando ocorrerem decisões e/ou perícias. Dessa forma, para 31 de dezembro de 2023, 1.204 ações individuais foram provisionadas seguindo os critérios de provisionamento da Companhia, sendo reconhecido o valor atualizado de R\$ 2.687, o qual está contemplado no total de provisionamento de processos cíveis – vide nota explicativa 17.1 (b). Quanto as ações coletivas, ainda não é possível estimar os valores das causas, pois estão sujeitas a perícias e decisões para liquidação do valor.

b) Processos fiscais

b.1) Temas federais

Imposto de renda retido na fonte - Emissão de *Fixed Rate Notes* (FRN)

Auto de infração de 2005 lavrado pela Receita Federal do Brasil em razão de ter entendido que houve perda do benefício fiscal de redução a zero da alíquota do imposto de renda na fonte - IRRF incidente sobre os juros e demais rendimentos remetidos ao exterior, em decorrência de *Fixed Rate Notes* (FRN) emitidos pela Companhia em 1998. Na presente data a Companhia segue discutindo o tema através de ação judicial. O valor envolvido neste processo, atualizado em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 1.448.455 (R\$ 1.387.666 em 31 de dezembro 2022).

b.2) Temas estaduais

No âmbito estadual, a Companhia discute, ainda, diversos temas referentes ao ICMS que totalizam o montante de R\$ 498.404 em 31 de dezembro de 2023 (R\$ 458.509 em 31 de dezembro de 2022), que tratam de: (i) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; (ii) compensação de créditos; (iii) saída de bens para reparação; saídas de bens sem a tributação; (iv) comparação entre informes gerenciais, livros fiscais e cancelamentos de meses anteriores; (v) quebra de diferimento de isentos e (vi) cobranças de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



ICMS originadas da discussão dos consumidores com o Estado sobre a alíquota aplicável e sobre a incidência do ICMS na demanda contratada de energia; (vii) multa formal por erro no preenchimento da Declaração Anual para o Índice de Participação dos Municípios ("DECLAN") e; (viii) ICMS referente a clientes baixa renda, receitas não tributáveis e aplicação de multa por não escrituração de notas fiscais.

A Companhia possui uma ação judicial questionando débito de ICMS sobre bens destinados ao ativo fixo da empresa no valor atualizado de R\$ 27.077 (valor já incluído no item acima) que se encerrou de forma desfavorável. A Enel irá ajuizar ação rescisória para reverter a decisão considerando que o mérito da autuação não foi analisado.

b.3) Temas municipais

No âmbito municipal, a Companhia discute com os municípios de Niterói e Rio das Ostras temas referentes à Taxa de Uso de Solo e Empacramento que juntos somam o valor de R\$ 25.952, em 31 de dezembro de 2023 (R\$ 25.045 em 31 de dezembro de 2022). Quanto ao ISS há execução fiscal apresentada pelo município de Niterói, nos montantes de R\$ 3.465, em 31 de dezembro de 2023 (R\$ 2.530 em 31 de dezembro de 2022).

A Companhia teve desfecho favorável em dois processos judiciais que discutiam ISS e Taxa de uso do solo no valor total de R\$ 7.500 tendo sido cancelados os débitos.

A Companhia discute com o município de Rio Bonito em execução fiscal cobrança de Contribuição de Iluminação Pública no valor atualizado em 31 de dezembro de 2023 de R\$ 75.478 (R\$ 46.276 em 31 de dezembro de 2022).

A Companhia, além dos processos antes mencionados, possui ainda outros de menor valor que envolvem temas de IR, PIS, COFINS, ICMS, IPTU e ISS no valor total atualizado até 31 de dezembro de 2023 de R\$ 64.807 (R\$ 44.353 em 31 de dezembro de 2022).

17.3 Depósitos vinculados a litígios

A Companhia possui alguns depósitos vinculados a ações judiciais, os quais estão apresentados a seguir:

	31.12.2023	31.12.2022
Trabalhistas	144.138	172.018
Cíveis	73.645	26.679
Fiscais	1.305	1.167
Total	219.088	199.864

18. Patrimônio líquido

a) Capital social

Em 31 de dezembro de 2023, o capital social é de R\$ 4.438.230 (R\$ 4.138.230 em 31 de dezembro de 2022), totalmente integralizado em ações ordinárias e sem valor nominal, com a composição acionária a seguir:

	31.12.2023		31.12.2022	
	Quantidade de ações ordinárias	% de Participação no capital	Quantidade de ações ordinárias	% de Participação no capital
Enel Brasil S.A.	253.555.198	99,81%	239.730.313	99,80%
Outros	479.608	0,19%	479.608	0,20%
Total de ações em circulação	254.034.806	100,00%	240.209.921	100,00%

b) Reserva legal

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



O estatuto social da Companhia prevê que do lucro líquido anual serão deduzidos 5% para constituição de reserva legal, a qual não poderá exceder 20% do capital social.

c) Reforço de capital de giro

É composto pela parcela de lucros não distribuídos aos acionistas. A reserva de reforço de capital de giro é criada somente depois de considerados os requisitos de dividendo mínimo e seu saldo não podem exceder 100% do montante do capital subscrito, conforme os termos do artigo 27, § 1º, IV do estatuto social da Companhia. A reserva de reforço de capital de giro pode ser usada na absorção de prejuízos, se necessário, para capitalização, pagamento de dividendos ou recompra de ações.

d) Aumento de Capital

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 25 de maio de 2023, foi aprovado o Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), no valor de R\$ 300.000 pela acionista Enel Brasil S.A. Em 30 de agosto de 2023, foi realizado o aumento de capital com a emissão de 13.824.885 novas ações ordinárias, ao preço de subscrição de R\$21,70 por ação, totalmente integralizado, mediante a capitalização do AFAC.

e) Destinação de resultados

O estatuto social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido ajustado. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários e/ou intercalares.

Na apuração do lucro líquido ajustado para fins de distribuição de dividendos é considerada a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, relativos à reserva de reavaliação reconhecida em exercícios anteriores à data de transição. Dessa forma, o incremento nas despesas de depreciação e baixas, em função do registro da reavaliação, tem efeito nulo na apuração dos dividendos da Companhia.

A Companhia pode distribuir juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Artigo 9º, parágrafo 7º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, os quais são dedutíveis para fins fiscais.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a conta de “lucros (prejuízos) acumulados” para nova destinação, conforme previsto na legislação societária.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023 e 2022, a Companhia apresentou prejuízo e, portanto, não há destinação de resultado.

	31.12.2023	31.12.2022
Prejuízo (lucro) do exercício	(191.679)	(92.388)
(+) Reversão de dividendos prescritos	47	29
Prejuízo (lucro) ajustado	(191.632)	(92.359)
	(191.632)	(92.359)
Outros resultados abrangentes - benefícios pós-emprego	(26.476)	3.852
Valor transferidos/(absorvidos) para a reserva de reforço de capital de giro	(218.108)	(88.507)

f) Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia possui saldo de dividendos a pagar, referentes à exercícios anteriores no montante de R\$ 77.666. O referido saldo será liquidado até 31 de dezembro de 2024, conforme disponibilidade de caixa da Companhia e não é prevista incidência de qualquer atualização monetária.

g) Outros resultados abrangentes

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A Companhia reconhece como outros resultados abrangentes a parte eficaz dos ganhos ou perdas dos instrumentos financeiros derivativos classificados como *hedge* de fluxo de caixa, bem como os ganhos e perdas atuariais oriundos de alterações nas premissas ou nos compromissos dos planos de benefício definido. Vale ressaltar que anualmente como parte do processo de destinação do resultado do período, a Companhia absorve em prejuízos acumulados todo o impacto das avaliações atuariais registradas em outros resultados abrangentes.

	31.12.2023	31.12.2022
Perda de instrumentos financeiros derivativos	(49.544)	(86.057)
Tributos diferidos sobre perda de instrumentos financeiros derivativos	16.845	29.260
	(32.699)	(56.797)

19. Resultado por ação

A Companhia efetua os cálculos do lucro por ação básico e diluído utilizando a quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais totais em circulação, durante o período correspondente ao resultado conforme pronunciamento técnico CPC 41/IAS 33. O lucro básico por ação é calculado pela divisão do lucro líquido do exercício pela média ponderada da quantidade de ações emitidas. O lucro básico por ação equivale ao lucro por ação diluído, haja vista que não há instrumentos financeiros com potencial dilutivo. Os resultados por ação de exercícios anteriores são ajustados retroativamente, quando aplicável, para refletir eventuais capitalizações de bônus, agrupamentos ou desdobramentos de ações.

	31.12.2023	31.12.2022
Prejuízo líquido do exercício	(191.679)	(92.389)
Número de ações	241.740.351	227.237.915
Resultado por ação do exercício - básico e diluído (reais por ação)	(0,79291)	(0,40657)

20. Receita líquida

A receita pode ser originada de um contrato com cliente ou outros tipos de receita, incluindo somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos, portanto, não estão apresentadas nas demonstrações de resultado.

O reconhecimento da receita originada de um contrato com cliente ocorre conforme CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente (“CPC 47”) e é composto por cinco passos, cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens ou serviços a um cliente. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

As receitas são reconhecidas no momento em que o controle é transferido ao cliente, que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. Os faturamentos ocorrem em períodos bem próximos às entregas e prestação de serviços, portanto, não são esperadas alterações significativas nos preços das transações a serem reconhecidas em receitas de períodos posteriores à satisfação de obrigação de desempenho.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Nota	2023			2022			
	Número de unidades consumidoras faturadas (*)	MWh (*)	R\$	Número de unidades consumidoras faturadas (*)	MWh (*)	R\$	
Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica							
Classe de consumidores:							
Residencial	20.1	2.988.803	4.941.261	3.641.898	2.840.120	4.823.728	3.998.202
Industrial	20.1	3.588	132.493	576.018	3.346	139.816	549.995
Comercial	20.1	140.468	1.410.749	1.980.376	136.596	1.409.392	1.884.304
Rural	20.1	67.056	136.159	227.582	64.942	140.836	198.574
Poder público	20.1	13.847	430.574	618.782	13.671	389.305	554.871
Iluminação pública	20.1	2.607	549.573	264.857	2.331	562.068	343.576
Serviço público	20.1	3.310	253.326	364.727	2.998	269.960	360.870
Transferência para atividades de distribuição	20.1	-	-	(4.509.230)	-	-	(3.689.337)
Suprimento - Agente de Distribuição	20.1	4	402.313	87.468	13	395.652	145.809
Fornecimento faturado		3.219.683	8.256.448	3.252.478	3.064.017	8.130.757	4.346.864
Outras receitas - originadas de contratos com clientes							
Fornecimento não faturado	20.3	-	-	625.116	-	-	558.777
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (cativo)	20.2	-	-	4.509.230	-	-	3.689.337
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	20.2	1.108	3.269.230	1.013.703	944	3.110.658	1.043.002
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres (*)	20.2	-	-	(77.357)	-	-	(59.199)
Total receitas - originadas de contratos com clientes		3.220.791	11.525.678	9.323.170	3.064.961	11.241.415	9.578.781
Outras receitas							
Ativo e passivo financeiro setorial	20.7	-	-	468.377	-	-	352.406
Subvenção baixa renda	20.6	-	-	198.569	-	-	87.557
Subvenção de recursos da CDE	20.6	-	-	272.693	-	-	281.596
Receita de construção	20.4	-	-	1.084.566	-	-	1.453.300
Venda de Energia Excedente - MVE	-	-	-	-	-	-	124.322
Atualização do ativo financeiro da concessão	10.2	-	-	344.053	-	-	261.498
Outras receitas	20.5	-	-	146.986	-	-	151.771
Total outras receitas		-	-	2.515.244	-	-	2.712.450
Receita operacional bruta		3.220.791	11.525.678	11.838.414	3.064.961	11.241.415	12.291.231
Deduções da receita operacional bruta							
ICMS	20.8	-	-	(2.020.241)	-	-	(2.276.746)
COFINS - corrente	-	-	-	(619.623)	-	-	(596.116)
PIS - corrente	-	-	-	(134.523)	-	-	(129.420)
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	-	-	-	(63.312)	-	-	(59.704)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	-	(1.188.168)	-	-	(1.142.027)
Encargos do consumidor - CCRBT	-	-	-	(2.175)	-	-	(339.846)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	-	(9.158)	-	-	(9.667)
ISS	-	-	-	(4.726)	-	-	(4.984)
Total das deduções da receita operacional bruta		-	-	(4.041.926)	-	-	(4.558.510)
Receita operacional líquida		3.220.791	11.525.678	7.796.488	3.064.961	11.241.415	7.732.721

(*) Do montante total de DIC/FIC R\$ 77.357, está contemplado o montante de R\$ 870 de impactos dos eventos climáticos mencionados na nota explicativa nº1.1.

20.1 Receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica

Os serviços de distribuição de energia elétrica estão suportados pelos contratos de adesão (consumidores de baixa tensão) e contratos de compra de energia regulada para consumidores de média e alta tensão. A medição é realizada conforme calendário de leitura estabelecido pela Companhia e o cumprimento da obrigação de desempenho se dá através da entrega de energia elétrica, ocorrida em um determinado período. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado mensalmente de acordo com esse calendário, sendo a receita registrada pelo valor justo da contraprestação a ser recebida quando as faturas são emitidas, utilizando as tarifas de energia homologadas pela ANEEL. Com a finalidade de adequar o consumo ao período de competência, os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa - vide nota explicativa nº 22.3.

20.2 Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A receita de Fornecimento de Energia e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) são reconhecidas quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia. As receitas são mensuradas com base na contraprestação especificada no contrato com o cliente (consumo de energia, demanda contratada e/ou uso do sistema de distribuição). Estas receitas são reconhecidas quando é transferido o controle sobre o produto ou serviço ao cliente, ou seja, quando a energia é entregue ao cliente consumidor e/ou quando o consumidor utiliza o sistema de distribuição.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A Companhia reconhece a receita pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos) e o valor justo da contraprestação é calculada conforme tarifa de uso do sistema (TUSD), a qual é definida pela ANEEL. Essa receita é constituída pela compensação dos custos relativos ao uso do sistema de distribuição que estão inseridos na TUSD.

A receita pela disponibilidade da rede elétrica é registrada de forma líquida das compensações pagas aos consumidores, relativas aos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. Tais indicadores refletem a qualidade da infraestrutura da rede de energia elétrica de distribuição prestada aos clientes (livre e cativo). Indicam a duração e frequência da interrupção de energia, assim como a duração máxima (tolerância) que o consumidor pode ter o fornecimento de energia interrompido. Quando esses indicadores ultrapassam as metas estabelecidas pela ANEEL, os consumidores recebem uma compensação financeira na fatura de energia, caracterizando uma contraprestação variável. A Companhia efetua o ressarcimento ao cliente, através de crédito na fatura, em até dois meses após a ocorrência.

Uso de estimativas:

20.3 Receita não faturada

O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses.

20.4 Receita de construção

A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e Interpretação Técnica ICPC 17 – Contrato de Concessão ("ICPC 17"), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo de contrato é registrada no resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

20.5 Outras receitas

A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, podendo ser inerentes ao serviço de distribuição, tais como serviços cobráveis, ou atividades acessórias, como arrecadação de convênios. O reconhecimento de receitas é registrado conforme contrato entre as partes e cumprimento da obrigação de desempenho com o cliente, cujas tarifas podem ser acordadas entre as partes dependendo da natureza do serviço ou homologadas pela ANEEL.

20.6 Subvenção de recursos da CDE

Receita reconhecida em decorrência dos subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, incluindo subsídios de baixa renda, que são reembolsados pela CCEE. O saldo a receber está contabilizado na rubrica "Créditos a receber – subvenção e Outros" - vide nota explicativa nº 7.

20.7 Ativo e passivo financeiro setorial

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Os ativos e/ou passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada período contábil devem ter como contrapartida a adequada rubrica de receita de venda de bens e serviços, no resultado do exercício, representando o diferimento e amortização, conforme demonstrado na nota explicativa nº 8.

20.8 Impostos sobre vendas

As receitas de vendas estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas:

- Programa de Integração Social (PIS) - 1,65% para venda de energia elétrica e sobre a prestação de serviços;
- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) 7,60% sobre a venda de energia elétrica e sobre a prestação de serviços;
- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - o ICMS é aplicado de acordo com a classe de consumidores. Até junho/22, as principais classes eram tributadas pelas seguintes alíquotas: 18% para as classes comercial e industrial; e isento para a classe residencial com consumo até 90kv, 12% para consumo entre 91kv a 200kv e de 25% para consumo acima de 201kv. Com a edição da Lei 194/2022, a partir de julho/22 as referidas classes passaram a ser tributadas pela alíquota de 18%
- Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – entre 2% a 5% incidente sobre a prestação de serviços onde o imposto é devido no estabelecimento prestador. Nos casos em que o imposto é devido no local da execução, deverá se aplicar a alíquota correspondente no respectivo município.

Esses tributos são deduzidos das receitas de vendas, as quais estão apresentadas na demonstração de resultado pelo seu valor líquido.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



21. Custos e despesas operacionais (incluindo outras receitas)

	2023					2022						
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Perda por redução ao valor recuperável de contas a receber	Outras	Total	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Perda por redução ao valor recuperável de contas a receber	Outras	Total
Pessoal	(150.887)	-	(64.057)	-	-	(214.944)	(107.382)	-	(48.287)	-	-	(155.669)
Material	(21.338)	-	(7.003)	-	-	(28.341)	(15.350)	-	(3.424)	-	-	(18.774)
Serviços de terceiros (*)	(604.754)	(23.449)	(53.196)	-	-	(681.399)	(508.733)	(21.085)	(57.053)	-	-	(586.871)
Energia elétrica comprada para revenda	(2.579.215)	-	-	-	-	(2.579.215)	(2.661.267)	-	-	-	-	(2.661.267)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(988.556)	-	-	-	-	(988.556)	(747.486)	-	-	-	-	(747.486)
Encargos de serviços do sistema	(256.319)	-	-	-	-	(256.319)	(292.336)	-	-	-	-	(292.336)
Depreciação e amortização	(649.644)	-	(24.110)	-	-	(673.754)	(535.731)	-	(25.132)	-	-	(560.863)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	(149.234)	-	(149.234)	-	-	-	(152.883)	-	(152.883)
Perda de recebíveis de clientes	-	-	-	(172.000)	-	(172.000)	-	-	-	(103.683)	-	(103.683)
Custo de construção	(1.084.566)	-	-	-	-	(1.084.566)	(1.453.300)	-	-	-	-	(1.453.300)
Provisão para processos judiciais e outros	-	-	(139.815)	-	-	(139.815)	-	-	(114.268)	-	-	(114.268)
Receita de multas por impuntualidade de clientes	-	-	-	-	90.918	90.918	-	-	-	-	90.982	90.982
Outras receitas (despesas) operacionais (*)	(108.539)	-	(140.053)	-	-	(248.592)	(66.170)	-	(155.183)	-	12.347	(209.006)
Subtotal	(6.443.818)	(23.449)	(428.234)	(321.234)	90.918	(7.125.817)	(6.387.755)	(21.085)	(403.347)	(256.566)	103.329	(6.965.424)

(*) Do montante total de serviços de terceiros e outras receitas e (despesas) operacionais R\$ 681.399 e R\$ 248.592 respectivamente, estão contemplados os montantes de R\$ 15.000 e R\$ 4.300 de impactos dos eventos climáticos mencionados na nota explicativa nº1.1.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



21.1 Custo do serviço de energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda

	2023	2022
Custo com energia elétrica comprada para revenda		
Itaipu Binacional	(473.064)	(565.215)
CCEE - Câmara de comercialização de energia elétrica	(186.766)	(175.997)
CCEAR's - Compra de Energia Ambiente Regulado	(1.442.041)	(1.401.206)
CCEAR's - Compra de Energia Ambiente Regulado - Partes Relacionadas (nota 24)	(32.155)	(5.711)
CCGF - Regime de Cotas de Garantia - Partes Relacionadas (nota 24)	(9.793)	(9.611)
Proinfa	(115.394)	(144.966)
Eletrobrás termonuclear S/A-Eletronuclear	(127.943)	(145.942)
Cotas de garantia física	(299.432)	(317.801)
Risco hidrológico	(25.248)	(51.557)
Exposição involuntária	(34.361)	(5.006)
(-) Crédito de PIS e COFINS	169.424	162.768
Outros	(2.442)	(1.023)
	(2.579.215)	(2.661.267)

Encargos do uso do sistema de transmissão

	2023	2022
Encargos de uso rede de transmissão		
Rede básica	(784.078)	(601.336)
Rede básica - Partes Relacionadas (nota 24)	(1.418)	(5.037)
Contratos de uso do sistema de distribuição – CUSD	(285.012)	(239.142)
Encargos de conexão	(47.732)	(48.433)
(-) Crédito de PIS e COFINS	129.684	146.462
	(988.556)	(747.486)
Encargos de serviços do sistema		
Encargo do serviço do sistema - ESS	(256.319)	(292.336)
	(256.319)	(292.336)
Total	(3.824.090)	(3.701.089)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



22. Resultado financeiro

	2023	2022
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	29.705	23.321
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	40.595	53.547
Dívida - Marcação a mercado	36.666	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Marcação a mercado	2.534	10.214
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	106.989	82.908
Juros fundo de pensão	-	1.772
Outras receitas financeiras	26.962	31.859
(-) PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(13.743)	(15.047)
Subtotal	229.708	188.574
Despesas financeiras		
Dívida - Marcação a mercado	(2.853)	(36.666)
Encargos de dívidas	(4.170)	(11.328)
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	(106.176)	(44.028)
Atualização monetária de processos judiciais e outros	(77.081)	(135.977)
Encargos fundo de pensão	(27.241)	(26.818)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Marcação a mercado	(10.214)	(5.307)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Juros	(338.683)	(385.630)
Encargos de mútuos	(499.480)	(356.103)
Juros capitalizados transferidos para o ativo contratual	36	248
IOF/IOC	(35.908)	(3.261)
Juros em arrendamento	(8.750)	(7.213)
Outras despesas financeiras	(62.791)	(42.369)
Subtotal	(1.173.311)	(1.054.452)
Variações cambiais líquidas		
Variações cambiais de dívidas	131.642	352.864
Variações cambiais de instrumentos financeiros derivativos	(131.649)	(352.890)
Outras variações cambiais	1.113	2.235
Subtotal das variações cambiais líquidas	1.106	2.209
Total do resultado financeiro	(942.497)	(863.669)

23. Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios ou a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



- Imposto corrente

A despesa de imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas na data do balanço.

Os ativos e passivos fiscais correntes são compensados somente se certos critérios forem atendidos.

A Companhia é tributada pelo regime de lucro real com recolhimentos por estimativa mensal.

A Administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requeiram interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

A composição da base de cálculo e dos saldos desses tributos é a seguinte:

	2023		2022	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
a) Composição dos tributos no resultado:				
Na rubrica de tributos:				
Correntes	(45.174)	(16.277)	(68.051)	(24.901)
Diferidos	104.127	37.471	71.284	25.653
Total	58.953	21.194	3.233	752
b) Demonstração do cálculo dos tributos - despesa:				
Resultado antes dos tributos	(271.826)	(271.826)	(96.372)	(96.372)
Adições:				
Gratificação a administradores	(1.319)	(1.319)	(160)	(160)
Perdão de dívida	77.617	77.617	84.720	84.720
CME - Correção Monetária Especial	-	271	-	-
Total das adições	76.298	76.569	84.560	84.560
Base de cálculo	(195.528)	(195.257)	(11.812)	(11.812)
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10%	-	10%	-
Receita(despesa) com tributos às alíquotas nominais	48.894	17.573	2.977	1.063
Complemento de variação cambial não realizada	10.059	3.621	256	(311)
Total da receita(despesa) com tributos	58.953	21.194	3.233	752

- Imposto diferido

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias não tributáveis. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e prejuízos tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas e os créditos e prejuízos tributários possam ser utilizados.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma revisão. Quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado, de acordo com o prazo máximo da concessão. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à alíquota do imposto determinada pela legislação tributária vigente na data do balanço e que se espera ser aplicável na data de realização dos ativos ou liquidação dos passivos que geraram os tributos diferidos.

O imposto diferido é reconhecido de acordo com a transação que o originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos em razão dos impostos diferidos serem relacionados somente à Companhia e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo contra o passivo fiscal.

(b.1) Saldos acumulados dos tributos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízos fiscais e bases negativas, são como segue:

	Balanços patrimoniais		Resultado		Outros resultados abrangentes	
	31.12.2023	31.12.2022	2023	2022	2023	2022
Tributos diferidos ativos:						
Provisão para processos judiciais e outros	267.947	256.334	11.613	33.566	-	-
Perda esperada para créditos de liquidação duvidosa	260.774	165.874	94.900	73.516	-	-
Benefício pós-emprego	232.643	219.004	-	-	13.639	(1.985)
Instrumentos financeiros derivativos	84.419	92.988	(8.569)	92.988	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - PL	16.845	29.260	-	-	(12.414)	15.232
Arrendamento - CPC 06 (R2)	3.482	3.336	146	1.546	-	-
Prejuízo fiscal e base negativa	309.459	167.788	141.671	(40.290)	-	-
Outras provisões	73.677	54.861	18.816	16.792	-	-
Total dos diferidos ativos	1.249.246	989.445	258.577	178.118	1.225	13.247
Tributos diferidos passivos:						
Ativo indenizável (concessão)	(727.783)	(610.804)	(116.979)	(89.798)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	8.904	-	-
Outros	(287)	(287)	-	(287)	-	-
Total dos diferidos passivos	(728.070)	(611.091)	(116.979)	(81.181)	-	-
Ativo/Passivo fiscal diferido, líquido	521.176	378.354				
Total (receita) despesa com imposto de renda e contribuição social diferidos			141.598	96.937	1.225	13.247

(b.2) Estimativa de realização

Uso de estimativas

Com base no estudo técnico de geração de lucros tributários futuros e estimativas da Administração, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a Companhia estima lucros tributáveis futuros suficientes para que todas as diferenças temporárias, créditos e prejuízos tributários reconhecidos em 31 de dezembro de 2023 possam ser utilizados.

A compensação do saldo do imposto diferido ativo sobre prejuízos fiscais nos próximos exercícios é estimada da seguinte forma:

Estimativa de realização	Total
2025	58.173
2026	75.903
2027	75.188
2028	100.195
Total	309.459

Os valores reconhecidos correspondem às melhores estimativas da Administração, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento tributário.

A Companhia prepara anualmente seu plano estratégico para os anos seguintes, no qual projeta os resultados operacionais e financeiros futuros para a Companhia, baseados numa visão macroeconômica que leva em consideração aspectos como crescimento econômico do país onde a Companhia possui operações, taxa básica de juros, inflação, índice de alavancagem, demanda por seus produtos, serviços, etc. Tais projeções, formam parte de um grande processo realizado pelo Grupo Enel para definição de suas estratégias globais e

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



são apresentados ao mercado anualmente. Com base nessas projeções, são realizados estudos técnicos de viabilidade de realização dos créditos fiscais diferidos da Companhia.

O estudo de realização dos créditos fiscais diferidos é realizado considerando a capacidade de absorção anual projetada das diferenças temporárias e do prejuízo fiscal acumulado, observada na estimativa de lucros tributáveis futuros, juntamente com suas estratégias de planejamento tributário. A Administração entende que a presente estimativa é consistente com seu plano de negócio, à época da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos.

24. Partes relacionadas

Os contratos celebrados entre partes relacionadas são submetidos à anuência prévia ou posteriori da ANEEL, de acordo com a Resolução Normativa nº 699/16.

Os saldos a receber de partes relacionadas não apresentam risco de recuperação. Dessa forma nenhuma perda esperada foi registrada nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022.

24.1 Controladora (Enel Brasil)

Natureza da transação	Vigência	31.12.2023	31.12.2022	2023	2022
		Ativo (Passivo)	Ativo (Passivo)	Receita (Despesa)	Receita (Despesa)
Mútuo Enel Brasil 52 - Subordinado I	Dezembro de 2023	-	27.351	-	-
Prestação de serviços técnicos e gestão	Março de 2020 a Março de 2025	(100.124)	(63.972)	-	-
Compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações	Fevereiro de 2024	(40.019)	(168.613)	-	-
Dividendos	Dezembro de 2019 a Dezembro de 2022	(77.635)	(77.635)	-	-
Mútuos	Vide nota 13	(3.615.353)	(1.408.614)	(265.415)	(169.540)
Comissão de fiança	Fevereiro de 2025	(277)	(278)	(674)	(1.397)
Compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura	Fevereiro de 2024	(16.929)	(3.724)	-	-
Total do saldo com partes relacionadas		(3.850.338)	(1.695.485)	(266.089)	(170.937)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



24.2 Empresas em controle comum

Natureza da transação e parte relacionada	Vigência	31.12.2023	31.12.2022	2023	2022
		Ativo (Passivo)	Ativo (Passivo)	Receita (Despesa)	Receita (Despesa)
Benefícios pós-emprego		(288.665)	(266.071)	-	(18.882)
Fundação Ampla de Seguridade Social - BRASILETROS	Até o final da concessão	(288.665)	(266.071)	-	(18.882)
Compra e venda de estoque		(4.306)	1.228	-	-
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Conforme demanda	2.404	2.404	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.		(6.710)	(1.176)	-	-
Comissão (Propaganda/publicidade/venda em fatura de energia)		-	6	-	562
Enel X Brasil S.A.	Novembro de 2018 a Novembro de 2023	-	6	-	562
Prestação de serviços de desenvolvimento		872	(1.640)	767	151
Gridspertise Latam S.A.	Novembro de 2018 a Novembro de 2023	1.075	-	-	-
Enel X Brasil S.A.		(203)	(1.640)	767	151
Suprimento de energia - CCEAR		(5.174)	(1.568)	(41.947)	(15.608)
Enel Green Power Volta Grande S.A.		(753)	(783)	(8.516)	(7.689)
Enel Green Power Paranapanema S.A.		(88)	(92)	(997)	(1.003)
Enel Green Power Mourão S.A.		(25)	(26)	(280)	(264)
Enel Green Power Cabeça de Boi S.A.		(156)	(126)	(1.085)	(1.089)
Enel Green Power Fazenda S.A.		(115)	(63)	(726)	(686)
Enel Green Power Salto Apiaçás S.A.		(258)	(208)	(1.790)	(2.188)
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.		(171)	(129)	(1.422)	(1.547)
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica S.A.		(181)	(141)	(1.320)	(1.142)
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 S.A.		(111)	-	(814)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 S.A.		(121)	-	(874)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 S.A.		(136)	-	(1.023)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 S.A.		(151)	-	(1.148)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 S.A.		(161)	-	(1.222)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 08 S.A.		(170)	-	(1.288)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 S.A.	Até o final da concessão	(159)	-	(1.205)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 S.A.		(174)	-	(1.315)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 S.A.		(159)	-	(1.210)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 S.A.		(182)	-	(1.373)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 S.A.		(189)	-	(1.418)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 S.A.		(189)	-	(1.425)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 S.A.		(176)	-	(1.335)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 S.A.		(184)	-	(1.393)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 S.A.		(186)	-	(1.415)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 S.A.		(182)	-	(1.374)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 S.A.		(177)	-	(862)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 S.A.		(119)	-	(1.338)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 S.A.		(159)	-	(1.213)	-
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 09 S.A.		(166)	-	(1.263)	-
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.		(176)	-	(1.303)	-
Reembolso de despesas de viagens		(199)	(209)	-	-
ENDESA S.A.	Até o final da concessão	(199)	(209)	-	-
Encargo de uso do sistema de transmissão		-	(412)	(1.418)	(5.037)
Enel Cien S.A.	Até o final da concessão *	-	(412)	(1.418)	(5.037)
Mútuo		(2.049.476)	(3.450.376)	(98.759)	92.742
Enel Finance International N.V.	Vide nota 15	(1.798.193)	(3.450.376)	(89.967)	93.027
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.		(41.219)	-	(999)	(285)
Enel Cien S.A.		(210.064)	-	(7.793)	-
Reembolso expatriados		(1.756)	(2.359)	180	(2.121)
Enel SpA		(709)	(1.311)	177	(1.450)
Enel Italia SpA		(261)	(435)	153	(325)
Enel Romania S.A.	Até o final da concessão	444	444	-	-
E-Distributie Muntenia S.A.		303	-	303	-
Enel Distribucion Chile S.A.		(76)	-	-	-
Enel Global Infrastructure And Networks S.r.l.		(1.457)	(1.057)	(453)	(346)
Manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM		(1.180)	(1.239)	-	-
Enel Iberia S.r.l.	Até o final da concessão	(1.180)	(1.239)	-	-
Compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme despacho N° 338 de 06 de fevereiro de 2019 (*)		3.618	3.182	-	1.259
Enel Green Power Volta Grande S.A.		781	781	-	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.		(170)	(170)	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.		2.928	124	-	-
Enel Americas S.A.		-	1.109	-	-
Gridspertise Latam S.A.		-	1.259	-	1.259
Enel Cien S.A.		79	79	-	-
Total do saldo com partes relacionadas		(2.346.266)	(3.719.458)	(141.177)	53.066

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



(*) A partir de 23 de agosto de 2022, a Companhia de Geração Térmica Fortaleza – CGTF, deixou de ser controlada pela Enel Brasil, passando a integrar outro grupo econômico. Dessa forma, somente as transações ocorridas essa data, foram consideradas como transações entre partes relacionadas do grupo Enel.

(**) A partir de 29 de dezembro de 2022, a CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. – CELG D, deixou de ser controlada pela Enel Brasil, passando a integrar outro grupo econômico. Dessa forma, somente as transações ocorridas até essa data, foram consideradas como transações entre partes relacionadas do grupo Enel.

(***) Em dezembro de 2022, a concessão da interconexão Brasil-Argentina (Garabi I e Garabi II) foi licitada no leilão 002/2022 no lote 5 e a Cien S.A. optou por não participar da licitação. O vencedor da licitação e novo operador da concessão foi a Transmissora Aliança de Energia Elétrica – TAESA, que assumiu a concessão a partir de 31 de março de 2023. Até essa data, as transações da Companhia com a Enel CIEN, foram consideradas como transações entre partes relacionadas.

Suprimento de energia – CCEAR

Os contratos de suprimento de energia – CCEAR são regulados pela ANEEL, motivo pelo qual não há anuência para tais transações.

Compartilhamento

O contrato de compartilhamento, decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial, 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 entre as partes relacionadas, conforme Despacho nº 338, de 6 de fevereiro de 2019. A contabilização da despesa/receita de compartilhamento é efetuada na rubrica de origem.

Mútuo

As informações sobre os contratos de mútuos com a Enel Brasil encontram-se detalhadas nos quadros da nota explicativa nº 15.

Remuneração da administração

A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022 está demonstrada a seguir. A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém, ainda, benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	2023	2022
Benefícios de curto prazo (salários / encargos / benefícios / bônus)	2.581	1.600
Benefícios pós-emprego (previdência - contribuição definida)	28	82
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	(1.588)	80
Total	1.021	1.762

25. Objetivos e políticas para gestão de riscos financeiros

Considerações gerais

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



25.1 Instrumentos financeiros

25.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são como segue:

Rúbrica	Categoria	Nível*	31.12.2023		31.12.2022		
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	Custo amortizado	2	65.262	65.262	68.143	68.143	
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	121.002	121.002	128.982	128.982	
Contas a receber de clientes e outros recebíveis	Custo amortizado	2	2.572.683	2.572.683	2.323.073	2.323.073	
Ativo indenizável (concessão)	Valor justo por meio de resultado	3	7.259.520	7.259.520	6.412.960	6.412.960	
Total do ativo			10.018.467	10.018.467	8.933.158	8.933.158	
Passivo							
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Custo amortizado	2	4.618.777	2.383.334	2.422.087	2.267.798	
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Custo amortizado	2	1.333.454	1.260.106	2.750.098	2.388.592	
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	2	251.682	251.682	315.907	315.907	
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de resultado	2	43.300	43.300	6.978	6.978	
Obrigações por arrendamentos	Custo amortizado	2	73.219	73.219	64.875	64.875	
Passivos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	79.712	79.712	140.081	140.081	
Fornecedores	Custo amortizado	2	1.085.156	1.085.156	1.239.449	1.239.449	
Total do passivo			7.485.300	5.176.509	6.939.475	6.423.680	

As aplicações financeiras classificadas como (i) Caixa e equivalente de caixa; e (ii) Títulos e valores mobiliários, são registradas inicialmente pelo seu valor justo e atualizadas por amortização de principal e correção de rendimentos com base na curva da taxa DI apurada no período, conforme definido na contratação. Todas as aplicações da companhia são vinculadas a índice financeiro pós fixados, portanto não é esperada alteração significativa entre o valor contábil e o valor justo.

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

A operação com instrumento derivativo é mensurada por meio de modelo de precificação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. O valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto.

Para as rubricas empréstimos e financiamentos, o método de mensuração utilizado para cômputo do valor de mercado foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses passivos e taxas de mercado vigentes, respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço.

A rubrica de ativo financeiro da concessão é mensurada através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA. Os fatores relevantes para mensuração do valor justo não são observáveis e não existe mercado ativo. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.

Para as demais rubricas, o valor contábil dos instrumentos financeiros é uma aproximação razoável do valor justo. Logo, a Companhia optou por divulgá-los com valores equivalentes ao valor contabilizado.

Operações com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Inicialmente, os derivativos são reconhecidos pelo valor justo na data em que um contrato é celebrado e subsequentemente remensurado ao seu valor justo.

Os contratos em aberto em 31 de dezembro de 2023 são os seguintes:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Categoria	Indexador ativo	Indexador passivo	Valor nominal
SCOTIABANK S.A III	01/02/2021	03/02/2025	Cash Flow	USD + 1,3930%aa	CDI + 1,48% aa	200.000
SCOTIABANK S.A IV	26/02/2021	26/02/2025	Cash Flow	USD + 1,3930%aa	CDI + 1,48% aa	120.000
ITAÚ S.A.	03/09/2021	03/09/2024	Cash Flow	EUR + 1,53%aa	CDI + 1,79% aa	306.765
HSBC BANK II	13/10/2021	14/10/2024	Cash Flow	EUR + 1,59%aa	CDI + 1,77% aa	257.600
Bradesco	14/12/2021	16/12/2024	Cash Flow	EUR + 1,65%aa	CDI + 1,78% aa	347.881
BNP PARIBAS S.A IV	28/12/2022	28/12/2023	Fair Value	EUR + 6,29%aa	CDI + 2,59% aa	1.041.014
BNP PARIBAS S.A V	03/01/2023	03/01/2025	Trading	EUR + 5,76%aa	CDI + 2,59% aa	262.103
Total						2.535.363

A movimentação é como segue:

	Derivativos
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(15.066)
Juros provisionados	(385.630)
Variação cambial	(352.890)
Marcação a mercado no resultado	4.907
Marcação a mercado no patrimônio líquido	(44.799)
Recebimento de juros	348.393
Recebimentos de principal	122.200
Saldo em 31 de dezembro de 2022	(322.885)
Juros provisionados	(338.683)
Variação cambial	(131.649)
Marcação a mercado no resultado	(7.680)
Marcação a mercado no patrimônio líquido	36.512
Recebimentos de juros	358.453
Recebimentos principal	110.950
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(294.982)

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (swap) em 31 de dezembro de 2023 estão dispostos abaixo:

Contraparte	Valor justo (contábil)	Valor da curva	Outros resultados abrangentes	Resultado financeiro
SCOTIABANK S.A III	(42.315)	(31.508)	(10.807)	-
SCOTIABANK S.A IV	(24.544)	(17.699)	(6.845)	-
ITAÚ S.A.	(59.572)	(49.751)	(9.821)	-
HSBC BANK II	(57.786)	(48.933)	(8.853)	-
Bradesco	(67.465)	(54.247)	(13.218)	-
BNP PARIBAS S.A IV	-	-	-	-
BNP PARIBAS S.A V	(43.300)	(40.527)	-	(2.773)
Total	(294.982)	(242.665)	(49.544)	(2.773)

As operações descritas acima se qualificam para hedge accounting e estão classificadas como (i) hedge de fluxo de caixa, para as operações de troca de moeda com taxas flutuantes e de taxas flutuantes para fixa (ii) hedge de valor justo para a operação de troca de taxas flutuantes e taxa fixa para flutuante. São contabilizados como ativos financeiros quando o valor justo for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

Uso das estimativas

A estimativa de valor de mercado das operações de swap foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela B3 na posição de 31 de dezembro de 2023.

(i) Hedge de fluxo de caixa

A parcela altamente eficaz do hedge de fluxo de caixa, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes". A parcela não efetiva do hedge é registrada na demonstração do resultado financeiro, juntamente com os juros e variação cambial da operação, se aplicável.

Para cálculo da efetividade do hedge, a Companhia não desassocia a parcela do risco de crédito da contraparte (bancos) uma vez que os contratos dos instrumentos de hedge são celebrados com instituições que possuem alta solvência e liquidez e baixo risco de crédito.

Quando um instrumento de hedge de fluxo de caixa vence, é vendido ou extinto; ou quando um hedge de fluxo de caixa não mais atende aos critérios da contabilidade de hedge, todo ganho ou perda acumulado diferido e os custos de hedge diferidos existentes no patrimônio são imediatamente reclassificados para o resultado.

Os valores acumulados no patrimônio líquido são reclassificados nos períodos em que o item protegido afetar o resultado. Os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva dos swaps de taxa de juros que protegem os empréstimos a taxas variáveis são reconhecidos na demonstração do resultado como despesas financeiras ao mesmo tempo que as despesas de juros sobre os empréstimos protegidos.

Se a contabilização do hedge de fluxo de caixa for descontinuada, o montante que foi acumulado em outros resultados abrangentes deverá permanecer em outros resultados abrangentes acumulados se ainda houver a expectativa de que os fluxos de caixa futuros protegidos por hedge ocorram. Caso contrário, o valor será imediatamente reclassificado para o resultado como ajuste de reclassificação. Após descontinuada a contabilização, uma vez ocorrido o fluxo de caixa objeto do hedge, qualquer montante remanescente em outros resultados abrangentes acumulados deverá ser contabilizado, dependendo da natureza da transação subjacente, conforme descrito anteriormente.

(ii) Hedge de valor justo

As variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como hedge de valor justo são registradas na demonstração do resultado, com quaisquer variações no valor justo do ativo ou passivo protegido por hedge que são atribuíveis ao risco protegido. A Companhia aplica a contabilidade de hedge de valor justo para se proteger contra o risco de juros fixos de empréstimos e exposição cambial. O ganho ou perda relacionado é reconhecido na demonstração do resultado como "Despesas financeiras", bem como as variações no valor justo dos empréstimos.

Assim como no tratamento do hedge de fluxo de caixa, para o cálculo da efetividade do hedge, a Companhia não desassocia a parcela do risco de crédito da contraparte (bancos) uma vez que os contratos dos instrumentos de hedge são celebrados com instituições que possuem alta solvência e liquidez e baixo risco de crédito.

- Se o hedge não mais atender aos critérios de contabilização do hedge, o ajuste no valor contábil de um item protegido por hedge, para o qual o método de taxa efetiva de juros é utilizado, é amortizado no resultado durante o período até o vencimento.
- O valor justo (contábil) é a diferença entre o efeito das pontas ativa e passiva marcadas à mercado no balanço patrimonial. Os valores da dívida líquidos da posição do hedge estão demonstrados a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Contrato	Taxa de juros contratual a.a.	31.12.2023	Categoria
SCOTIABANK 4131 III	USD + 1,39%	179.697	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	USD + 1,39%	(170.470)	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,48%	212.785	Cash Flow
		222.012	
SCOTIABANK 4131 IV	USD + 1,39%	107.706	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	USD + 1,39%	(101.929)	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,48%	126.473	Cash Flow
		132.250	
EFI - Credit Agreement V 50 MEUR	EUR + 1,53%	270.247	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	EUR + 1,53%	(263.028)	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,79%	322.600	Cash Flow
		329.819	
EFI - Credit Agreement VI 40 MEUR	EUR + 1,59%	215.810	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	EUR + 1,59%	(209.460)	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,77%	267.246	Cash Flow
		273.596	
EFI - Credit Agreement VII 55 MEUR	EUR + 1,65%	295.404	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	EUR + 1,65%	(286.107)	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,78%	353.571	Cash Flow
		362.868	
EFI - Credit Agreement X 46 MEUR	EUR + 5,76%	264.592	Fair Value
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	EUR + 5,76%	(264.101)	Fair Value
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 2,16%	307.402	Fair Value
		307.893	

A diferença entre o valor na curva (*accrual*) e o valor justo se dá pela distinta metodologia de cálculo, pois enquanto o saldo de swap na curva é calculado pelo valor do principal mais juros até 31 de dezembro de 2022, o saldo do swap a mercado é calculado considerando a curva futura dos indicadores descontada pelo CDI futuro.

25.1.2 Hierarquia do valor justo

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (inputs) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

Nível 1 - dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente inclusive na data da mensuração do valor justo;

Nível 2 - dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado;

Nível 3 - dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.

25.2 Gerenciamento de riscos

A Companhia segue as diretrizes do Sistema de Controle de Gestão de Risco (SCGR) definido no nível da *Holding* (Enel Spa), que estabelece as instruções para a gestão de riscos por meio das respectivas normas, procedimentos, sistemas etc., que serão aplicadas nos diferentes níveis da Companhia, nos processos de identificação, análise, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação dos riscos que o negócio enfrenta continuamente.

Estes são aprovados pelo Conselho de Administração da Enel SpA, que abriga um comitê de controles e riscos, que apoia a avaliação e decisões do conselho com relação aos controles internos e sistema de gestão de risco, bem como aquelas relacionadas à aprovação de relatórios financeiros periódicos.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Existe uma política específica de controle e gestão de riscos aplicável à Enel Brasil e suas subsidiárias, que é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração da Companhia, observando e aplicando os requisitos locais em termos de gestão de riscos.

Adicionalmente, existem procedimentos organizacionais na Companhia que abordam a gestão de riscos de forma abrangente, os quais complementam outras políticas específicas que são estabelecidas em relação a determinados riscos, funções corporativas ou linhas de negócio do grupo, e que incluem limites e indicadores que são posteriormente monitorados, sendo elas: política de gestão de garantias, política controle de risco de *commodities*, política de controle de risco de crédito e contraparte, política de controle de risco financeiro política de cobertura (taxa de câmbio e taxa de juros), e política de mudanças climáticas.

A Companhia busca proteção para todos os riscos que possam afetar seus objetivos, utilizando 6 macros categorias de riscos: financeiros; estratégicos; governança e cultura; tecnologia digital, *compliance*, operacional, e 37 (trinta e sete) subcategorias de riscos para identificar, analisar, avaliar, tratar, monitorar e comunicar seus riscos:

a) Estrutura de gerenciamento de riscos

O Grupo Enel possui um comitê global de gerenciamento de riscos, o qual possui as seguintes atribuições: aprovar as políticas de risco propostas pela área de Holding; aprovar os limites de exposição propostos; autorizar a quebra de limites; definir estratégias de risco mediante a identificação de planos de ação e instrumentos para mitigar riscos e supervisão geral sobre a gestão e controle de riscos.

O sistema de gestão de risco da Companhia considera três linhas de defesa para obter uma gestão eficaz e eficiente de gestão e controle de riscos, onde as unidades de negócios e controles internos são a primeira linha de defesa, a área de gestão de riscos, atuando como segunda linha de defesa e, finalmente, a auditoria Interna atuando como terceira linha de defesa. Cada uma dessas três "linhas" desempenha um papel diferente dentro da estrutura de governança mais ampla da organização e tem a obrigação de informar e manter a alta administração e os diretores atualizados sobre a gestão de riscos, sendo que a alta administração é informada pela primeira e segunda linhas de defesa e o Conselho de Administração (Diretores) por sua vez pela segunda e terceiras linhas de defesa.

A área de *Risk Control* (Controle de Riscos) possui a Certificação Internacional ISO 31000:2018 (G31000) e atua de acordo com as diretrizes vigentes desta norma internacional para gerenciar os riscos, onde o principal objetivo é identificar riscos (endógenos e exógenos) de forma preventiva, analisar e avaliar de forma a quantificar o impacto e a probabilidade de materialização destes riscos, dentro da etapa de avaliação de riscos, bem como realizar o devido tratamento destes riscos, através da definição de ações de mitigação e planos de ação em conjunto com as Áreas de Negócio e seus respectivos *Risk Owners* (Proprietários dos Riscos), com objetivo de garantir as boas práticas de governança corporativa e assegurar a continuidade do negócio.

Dentro de cada empresa do grupo, o processo de gestão de riscos é descentralizado. Cada gestor responsável pelo processo operacional no qual o risco se origina também é responsável pela identificação, análise, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação deste risco.

b) Riscos resultantes de instrumentos financeiros

A Companhia possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

b.1) Risco de crédito

Esse risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes ou de uma contraparte, em um instrumento financeiro, não cumprir com suas obrigações contratuais. Esses riscos são avaliados como de baixa probabilidade, considerando a pulverização do número de clientes, o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação e as políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes. No caso de transações financeiras, essas políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (rating) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



O risco é basicamente proveniente de: (i) contas a receber de clientes; (ii) equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo; e (iii) ativo financeiro setorial, ativo contratual (infraestrutura em construção) e (iv) ativo financeiro da concessão.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima ao risco do crédito na data de 31 de dezembro de 2023 é:

	Nota	31.12.2023	31.12.2022
Caixa e equivalentes de caixa	b.1.1	65.262	68.143
Títulos e valores mobiliários	b.1.1	121.002	128.982
Instrumentos financeiros derivativos	b.1.1	(294.982)	(322.885)
Contas a receber de clientes e outros recebíveis	b.1.2	2.572.683	2.323.073
Ativo indenizável (concessão)	b.1.3	7.259.520	6.412.960
		9.723.485	8.610.273

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

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

b.1.1) Caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e depósitos vinculados

O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, sendo os principais instrumentos financeiros representados por CDB's (Certificados de Depósitos Bancários) e operações compromissadas. Os investimentos têm alta liquidez, sendo prontamente conversíveis em recursos disponíveis de acordo com as necessidades de caixa da Companhia. As aplicações financeiras da Companhia buscam rentabilidade compatíveis com às variações do CDI. Dada à natureza e característica das aplicações financeiras, já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

Em 31 de dezembro de 2023, para o saldo de caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e instrumentos financeiros derivativos, a Companhia possuía a seguinte exposição de ativos com a seguinte classificação de risco realizada pela Agência *Standard & Poor's* (escala nacional):

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31.12.2023	31.12.2022
AAA	152.313	175.245
AA+	3.472	3.371
AA	3.088	3.780
Total geral	158.873	182.396

Instrumentos financeiros derivativos	31.12.2023	31.12.2022
AA-	(294.982)	(322.885)
Total geral	(294.982)	(322.885)

b.1.2) Consumidores, revendedores e contas a receber de acordos

A Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e por cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão. De acordo com a regulamentação do setor de energia elétrica, a Companhia tem o direito de cortar o fornecimento de energia elétrica dos consumidores que não efetuam o pagamento das faturas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A Companhia tem executado diversas ações objetivando a redução e combate à inadimplência tais como: negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte do fornecimento de energia elétrica, cobrança judicial, protesto de clientes junto aos cartórios, contratação de agências de cobranças, envio de cartas de aviso de cobrança e de mensagens via “SMS”, e-mail e “URA” (Unidade de Resposta Audível). Adicionalmente, foi lançado o portal de negociação e realização de negociações através de feirões e do *call center*. A Companhia utiliza uma solução de análise preditiva (“*Predictive Analytics*”) possibilitando avaliar a propensão de pagamento de acordo ao perfil de cada cliente, para definir a melhor estratégia de cobrança.

b.1.3) Ativo financeiro setorial, ativo contratual (infraestrutura em construção) e ativo financeiro da concessão

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco desses créditos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente: (i) referente a custos não recuperados por meio de tarifa (ativo financeiro setorial); e (ii) referente aos investimentos em curso e efetuados em infraestrutura e que não foram amortizados até o vencimento da concessão (ativo contratual e ativo financeiro da concessão).

b.1.4) Operação com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia aplica o risco de crédito para todas as operações de swap vigentes, que é calculado individualmente por banco e por Companhia.

b.2) Gerenciamento de capital

A Companhia controla sua estrutura de capital de acordo com as condições macroeconômicas e setoriais, de forma a possibilitar o pagamento de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário. A Companhia também monitora constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira.

De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos e/ou aumentar o capital através de emissão de novas ações. A estrutura de capital da Companhia encontra-se demonstrada no quadro abaixo.

	31.12.2023	31.12.2022
Empréstimos e financiamentos (Nota 15)	5.952.231	5.172.185
Instrumentos financeiros derivativos (Nota 26)	294.982	322.885
Dívida	6.247.213	5.495.070
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5)	(65.262)	(68.143)
Títulos e valores mobiliários (Nota 6)	(121.002)	(128.982)
Dívida líquida (a)	6.060.949	5.297.945
Patrimônio líquido (b)	5.340.880	5.234.890
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])	53,16%	50,30%

O índice de endividamento em 31 de dezembro de 2023 é de 53,09% (50,30% em 31 de dezembro de 2022), calculado pela razão entre dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida.

b.3) 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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



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 e 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 2023 é de R\$ 80.000. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio dos Despachos N°s 2.979/2018, 1.923/2020, 902/2021 e 3.754/2021, que totalizam R\$ 5.800.000. A Companhia também possui limite de mútuo com as mutuantes CDSA e Enel CIEN aprovado pela ANEEL, por meio do despacho N° 647/2021, no valor de até R\$ 500.000.

Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil no montante de R\$ 3.615.353, 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 2023, o saldo de empréstimos com a EFI no Passivo Circulante era de R\$ 1.547.942.

A capacidade de suporte é verificada por meio da posição positiva de caixa e liquidez em 31 de dezembro de 2023 dos Controladores, e reforçada pela nota de risco de crédito do Grupo classificada como AAA (bra) pela Fitch.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e instrumentos financeiros derivativos da Companhia que estão sendo considerados no fluxo de caixa projetado:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de dezembro de 2023						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	-	2.113	2.133	288.042	-	292.288
Empréstimos e financiamentos partes relacionadas	814.981	557.111	4.276.391	262.933	29.931	5.941.347
Instrumentos financeiros derivativos - recebimentos	26.083	19.475	255.545	83.448	44.689	429.240
Total	841.064	578.699	4.534.069	634.423	74.621	6.662.876

b.4) Riscos de mercado

b.4.1) Riscos de taxas 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.

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia possuía 99,31% da dívida total indexada a taxas variáveis (CDI).

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia possuía a seguinte exposição:

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31.12.2023	%	31.12.2022	%
Selic	114	0,07%	15.560	8,53%
CDI	158.759	99,93%	166.836	91,47%
Total	158.873	100,00%	182.396	100,00%

Ativo indenizável	31.12.2023	%	31.12.2022	%
IPCA	7.259.520	100,00%	6.412.960	100,00%
Total	7.259.520	100,00%	6.412.960	100,00%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Empréstimos, financiamentos e derivativos	31.12.2023	%	31.12.2022	%
Taxa fixa	38.359	0,61%	70.753	1,29%
CDI	6.208.854	99,39%	5.424.317	98,71%
Total	6.247.213	100,00%	5.495.070	100,00%

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

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

A seguir é apresentada a análise de sensibilidade nos saldos das dívidas e ativos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2023 estabelecida através das variações nas despesas financeiras para os próximos 12 meses considerando a sensibilização da curva futura dos indicadores financeiros divulgados pela B3.

Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável (índices projetados divulgados pela B3).

Ativos financeiros	Posição em 31.12.2023	Projeção receitas financeiras - 2023				
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
SELIC		5,02%	7,53%	10,04%	12,55%	15,06%
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	114	6	9	11	14	17
CDI		5,02%	7,53%	10,04%	12,55%	15,06%
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	158.759	7.970	11.955	15.934	19.924	23.909
IPCA		2,54%	3,81%	5,08%	6,35%	7,62%
Ativo indenizável	7.259.520	184.392	276.588	368.784	460.980	553.175
Subtotal	7.418.393	192.368	288.552	384.729	480.918	577.101

As projeções consideram o índice de atualização da dívida, acrescido do spread contratual, conforme definido na nota 15.

Em seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativos ao comportamento do *swap* da Companhia:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Dívidas	Posição em 31.12.2023	Projeção despesas financeiras - 2023				
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI						
MÚTUO ENEL BRASIL 54	(124.870)	(4.841)	(6.489)	(8.098)	(9.670)	(11.207)
MÚTUO ENEL BRASIL 55	(1.085.316)	(48.647)	(65.239)	(81.445)	(97.282)	(112.769)
EFI - Credit Agreement	101.929	(67.931)	(28.230)	762	23.734	42.824
EFI - Credit Agreement II 230MBRL	(126.473)	(8.507)	(11.715)	(14.851)	(17.917)	(20.917)
MÚTUO ENEL BRASIL 59	(81.840)	(2.776)	(3.855)	(4.909)	(5.939)	(6.946)
MÚTUO ENEL BRASIL 60	(32.301)	(1.096)	(1.522)	(1.938)	(2.344)	(2.741)
MÚTUO ENEL BRASIL 61	(15.073)	(511)	(710)	(904)	(1.094)	(1.279)
MÚTUO ENEL BRASIL 62	(32.242)	(1.067)	(1.492)	(1.907)	(2.312)	(2.709)
MÚTUO ENEL BRASIL 63	(75.260)	(2.508)	(3.500)	(4.469)	(5.416)	(6.342)
MÚTUO ENEL BRASIL 64	(48.365)	(1.612)	(2.250)	(2.872)	(3.481)	(4.076)
Mútuo Ampla - Enel BR 65	(373.200)	(12.252)	(17.172)	(21.977)	(26.672)	(31.262)
Mútuo Ampla - Enel BR 66	(270.407)	(3.164)	(4.385)	(5.577)	(6.741)	(7.878)
Mútuo Ampla - Enel BR 67	(31.873)	(373)	(517)	(657)	(795)	(929)
Mútuo Ampla - Enel BR 68	(53.091)	(621)	(861)	(1.095)	(1.324)	(1.547)
Mútuo Ampla - Enel BR 69	(24.393)	(285)	(396)	(503)	(608)	(711)
Mútuo I Ampla - CIEN	(74.070)	(900)	(1.234)	(1.561)	(1.880)	(2.191)
Mútuo II Ampla - CIEN	(94.464)	(1.689)	(2.325)	(2.945)	(3.552)	(4.144)
Mútuo III Ampla - CIEN	(41.529)	(964)	(1.334)	(1.695)	(2.048)	(2.393)
Mútuo II Ampla - CDSA	(41.220)	(244)	(338)	(430)	(519)	(606)
Mútuo Ampla - Enel BR 70	(50.964)	-	-	-	-	-
Mútuo Ampla - Enel BR 71	(50.681)	(1.790)	(2.458)	(3.111)	(3.749)	(4.372)
Mútuo Ampla - Enel BR 72	(1.214.883)	(42.899)	(58.922)	(74.569)	(89.858)	(104.807)
Mútuo Ampla - Enel BR 73	(50.593)	(1.787)	(2.454)	(3.105)	(3.742)	(4.365)
Swap						
SCOTIABANK 4131 III	(179.697)	119.759	49.769	(1.344)	(41.842)	(75.496)
SCOTIABANK 4131 III - SWAP PA	170.470	(113.610)	(47.213)	1.275	39.694	71.620
SCOTIABANK 4131 III - SWAP PP	(212.785)	(14.313)	(19.710)	(24.986)	(30.145)	(35.193)
SCOTIABANK 4131 IV	(107.706)	71.781	29.830	(806)	(25.079)	(45.250)
SCOTIABANK 4131 IV - SWAP PA	101.929	(67.931)	(28.230)	762	23.734	42.824
SCOTIABANK 4131 IV - SWAP PP	(126.473)	(8.507)	(11.715)	(14.851)	(17.917)	(20.917)
EFI - Credit Agreement V 50 MEUR	(270.247)	130.686	51.591	(6.171)	(51.937)	(89.968)
EFI - Credit Agreement V 50MEUR - SWAP PA	263.028	(127.195)	(50.213)	6.006	50.550	87.565
EFI - Credit Agreement V 50MEUR - SWAP PP	(322.600)	(17.259)	(23.511)	(29.618)	(35.589)	(41.429)
EFI - Credit Agreement VI 40 MEUR	(215.810)	115.294	45.091	(6.178)	(46.799)	(80.555)
EFI - Credit Agreement VI 40MEUR - SWAP PA	209.460	(111.902)	(43.764)	5.996	45.423	78.185
EFI - Credit Agreement VI 40MEUR - SWAP PP	(267.246)	(15.763)	(21.480)	(27.067)	(32.528)	(37.872)
EFI - Credit Agreement VII 55 MEUR	(295.404)	187.750	72.380	(11.873)	(78.630)	(134.103)
EFI - Credit Agreement VII 55MEUR - SWAP PA	286.107	(181.841)	(70.102)	11.499	76.155	129.883
EFI - Credit Agreement VII 55MEUR - SWAP PP	(353.571)	(24.833)	(33.804)	(42.571)	(51.146)	(59.536)
EFI - Credit Agreement X 46MEUR	(264.592)	158.200	54.521	(21.194)	(81.186)	(131.038)
EFI - Credit Agreement X 46MEUR - SWAP PA	264.101	(157.907)	(54.420)	21.155	81.036	130.795
EFI - Credit Agreement X 46MEUR - SWAP PP	(307.402)	(22.743)	(30.544)	(38.170)	(45.627)	(52.923)
Subtotal	(5.519.617)	(286.798)	(348.922)	(415.992)	(485.042)	(554.775)
Total da exposição líquida	1.898.776	(94.430)	(60.370)	(31.263)	(4.124)	22.326

Conforme demonstrado acima, as variações do dólar sobre a parcela da dívida coberta pelo swap são compensadas quase que inteiramente pelo resultado de sua ponta ativa.

b.4.2) Risco de câmbio

Esse risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar perdas para Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados a estas moedas. De forma a evitar esse risco, em 31 de dezembro de 2023, todas as dívidas mais relevantes na modalidade de 4131 indexadas ao dólar e ao euro possuem contratos de swap (Dólar/Euro para Real/Spread para CDI). A seguir é apresentada a exposição da Companhia em 31 de dezembro de 2023 (em reais).

Passivos em moeda estrangeira	31.12.2023
Empréstimos e financiamentos	1.333.454
Exposição patrimonial	1.333.454
Ponta ativa - instrumentos financeiros	(1.295.096)
Exposição cambial total	38.358

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.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A Companhia também está exposta ao risco de variação cambial temporal, atrelado ao dólar norte-americano, através dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, entretanto, as alterações de variação cambial são repassadas ao consumidor na tarifa, através do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A/CVA (Ativo e passivo financeiro setorial).

Exposição às taxas de câmbio	Moeda estrangeira	31.12.2023
Fornecedores (Itaipu)	15.177	73.455
Passivo líquido exposto	15.177	73.455

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.

b.4.3) Risco de preço regulação

Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os processos de revisão e reajuste tarifários ordinários são garantidos por contrato de concessão e empregam metodologias previamente definidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). Contudo, podem ocorrer fatos que alterem o equilíbrio econômico-financeiro definido nos processos ordinários, que se atenderam aos critérios de admissibilidade e às evidências de desequilíbrio econômico-financeiro normatizados no Submódulo 2.9 do Proret (Resolução normativa Aneel nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022), poderão ensejar revisão tarifária extraordinária a pedido da distribuidora.

No caso de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Companhia pode requerer ao regulador a abertura de uma revisão tarifária extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A ANEEL também poderá proceder com revisões extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse às tarifas.

Os processos de reajuste e revisão tarifária de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica são efetuados segundo metodologia elaborada e publicada pela ANEEL e submetidos à avaliação pública. Alterações de metodologia nos reajustes ou nas revisões tarifárias propostas pelo regulador podem impactar de forma significativa a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

c) Outros riscos

c.1) Risco de regulação

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

c.2) Risco de contratação de energia

O portfólio de contratos de energia da Companhia consiste nos seguintes componentes: Contrato de Itaipu e PROINFA; Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, Cotas de Angra 1 e 2 e Contratos de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR's.

De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2004, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação 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.

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os custos com a compra de energia requerida para atendimento ao mercado cativo. Adotou-se, dessa forma, uma abordagem de gestão de risco na compra de energia focada na identificação, mensuração de volume, preços e período de suprimento, além da utilização de ferramentas de otimização para suporte na decisão de contratação de energia.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Porém, os modelos utilizados norteiam as contratações com níveis de riscos aceitáveis e no decorrer do tempo há a possibilidade de ajustes dos níveis contratuais.

Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia nova com antecedência de 3 a 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. As penalidades decorrentes do não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL.

Adicionalmente, a ANEEL não repassará os custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, caso o nível de contratação seja superior a 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Na hipótese de sobrecontratação involuntária ser reconhecida pela ANEEL, haverá o repasse integral dos custos de compra de energia à tarifa mesmo em níveis de contratação acima de 105% em relação à carga anual de fornecimento.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação tais como (i) leilões de ajuste, (ii) MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) de energia nova e existente, (iii) acordos bilaterais de redução contratual, (iv) venda de energia temporária, (v) opção por redução dos CCEAR's de energia existente devido a migração de clientes ao mercado livre, acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da edição da Lei nº 10.848/2004 e outras variações de mercado, (vi) a venda de energia ao mercado livre em Leilão de Excedentes e (vii) o reconhecimento de sobrecontratação ou exposição involuntária.

Conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 1009, de 22 de março de 2022, a eventual exposição ou sobrecontratação involuntária a qual as distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios a sua vontade, poderá ser repassada às respectivas tarifas. Este repasse deverá ser concedido, desde que os agentes de distribuição utilizem de todos os mecanismos previstos na regulamentação para atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado de energia elétrica.

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

Um fator que impacta consideravelmente o nível de contratação é a migração de consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre. O direito à redução de contratos de compra de energia em caso de migração dos consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre foi reconhecido a partir da Resolução nº 726/2016, após discussão na Audiência Pública nº 85/2013. Entretanto, a redução contratual

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



só vale para contratos firmados em leilões de energia posteriores à publicação da Resolução, e, até o momento, a empresa não possui em seu portfólio contratos vigentes que permitam essa redução. Além disso, a crescente instalação de centrais de geração distribuída na área de concessão da companhia também tem contribuído bastante para a elevação dos níveis de contratação.

A sobrecontratação advinda da saída de consumidores para o mercado livre é involuntária e, portanto, deve ser integralmente repassada aos seus consumidores. De igual maneira, com base na Lei 14.300, de 06 de janeiro de 2022, a Companhia também entende que a sobrecontratação provocada pela instalação de centrais de geração distribuída também é involuntária, e repassada aos consumidores.

Adicionalmente, para reduzir o nível de sobrecontratação a Companhia celebrou acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 1009 de 2022 e participou em quase todos os Mecanismos de Compensação de Sobras e Déicits - MCSD de energia existente e de energia nova.

26. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 2.753.942 em 2024, R\$ 2.713.972 em 2025, R\$ 2.732.196 em 2026, R\$ 2.660.421 em 2027 e R\$ 42.382.190 após 2028.

Estes contratos representam o volume total contratado pelo preço corrente no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 que foram homologados pela ANEEL.

27. Seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional e também o seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Enel Brasil.

Riscos cobertos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de garantia sinistro
	De	Até		
Riscos operacionais	31/10/2023	31/10/2024	R\$ 9.973.163	R\$ 5.330.450
Responsabilidade civil geral	31/10/2023	31/10/2024	-	R\$ 1.260.750
Responsabilidade civil de administradores	10/11/2023	10/11/2024	-	R\$ 77.618
Riscos ambientais	31/10/2023	31/10/2024	-	R\$ 106.609

(i) Estão cobertos as subestações, escritórios administrativos, lojas, almoxarifados, parques, subparques, máquinas e equipamentos, móveis e utensílios.

28. Informações complementares às demonstrações financeiras dos fluxos de caixa

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa:

	31.12.2023	31.12.2022
Compensação CDE	36.565	25.969

A Companhia classifica os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adições do ativo de contrato).

A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros de empréstimos e debentures alocados por atividade nas demonstrações dos fluxos de caixa:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	31.12.2023	31.12.2022
Pagamentos de juros apresentados nas atividades operacionais	(309.532)	(203.174)
Pagamentos de juros apresentados nas atividades de investimentos (juros capitalizados)	(36)	(248)
	(309.568)	(203.422)

Conciliação das atividades de financiamento:

Seguindo as orientações do CPC 03 (R2) parágrafo 44A, a Companhia deve divulgar informações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações em passivos provenientes de atividades de financiamento, incluindo as alterações decorrentes dos fluxos de caixa e de não caixa.

O quadro a seguir, apresenta a conciliação das atividades de financiamento com as respectivas notas explicativas:

Efeito caixa			Nota explicativa	
Demonstrações do fluxo de caixa	31.12.2023	31.12.2022	Nº	Descrição
Atividades de financiamentos:				
Captação de empréstimos e financiamentos	2.727.388	1.342.834	15	Empréstimos e financiamentos
Pagamentos de empréstimos e financiamentos (principal)	(1.975.969)	(1.994.491)	15	Empréstimos e financiamentos
Pagamentos de arrendamento (principal)	(6.958)	(14.476)		
Recebimento de instrumento financeiro derivativo (principal)	(110.950)	(122.200)		
Pagamento de dividendos	(1)	(29)		
Caixa líquido gerado nas atividades de financiamentos	633.510	(788.362)		

Quanto aos dividendos, a conciliação é conforme segue:

	31.12.2022	Efeito não caixa Dividendos prescritos	Efeito caixa Dividendos pagos	31.12.2023
Dividendos a pagar	77.713	(47)	-	77.666

	31.12.2021	Efeito não caixa Dividendos prescritos	Efeito caixa Dividendos pagos	31.12.2022
Dividendos a pagar	77.771	(29)	(29)	77.713

29. Eventos subsequentes

Em 2 de janeiro de 2024, a Companhia com a necessidade de capital de giro captou novo mútuo com a controladora Enel Brasil no montante de R\$ 101.114. O desembolso ocorreu no mesmo dia e a operação possui vencimento em 26 de junho de 2024 a uma taxa de CDI + 1,25 a.a.

Em 19 de janeiro de 2024, a Companhia com a necessidade de capital de giro captou novo mútuo com a Enel Brasil no montante de R\$ 798.984. O desembolso ocorreu no mesmo dia e a operação possui vencimento em 18 de abril de 2024 a uma taxa de CDI + 1,25 a.a.

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de Juros	Desembolsado	Finalidade	Garantias
Enel Brasil Mútuo 74	101.114	02/01/2024	26/06/2024	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 75	798.984	19/01/2024	18/04/2024	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	100%	Empréstimo com partes relacionadas/Capital de Giro	N/A