

Ampla Energia e Serviços S.A.

Enel Distribuição Rio

CNPJ: 33.050.071/0001-58

Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024
Com relatório dos auditores independentes

Ampla Energia e Serviços S.A.

Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024

Índice

Relatório da administração3

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras23

Demonstrações financeiras

Balanços patrimoniais.....27

Demonstrações do resultado.....29

Demonstrações do resultado abrangente30

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido31

Demonstrações dos fluxos de caixa.....32

Demonstrações do valor adicionado33

Notas explicativas às demonstrações financeiras.....34

Declaração dos Diretores118

Relatório da Administração - 2024

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 2024

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 2024 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

DESTAQUES DO PERÍODO

	2024	2023	Var. %
Receita Bruta (R\$ mil)	13.096.173	11.838.414	10,6%
Receita Líquida (R\$ mil)	8.741.530	7.796.488	12,1%
EBITDA (1) (R\$ mil)*	1.769.300	1.344.425	31,6%
Margem EBITDA (%)*	20,24%	17,24%	3,00 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	23,76%	20,03%	3,73 p.p
EBIT (2) (R\$ mil)*	974.091	670.671	45,2%
Margem EBIT (%)*	11,14%	8,60%	2,54 p.p
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	670.153	(191.679)	<-100,0%
Margem Líquida	7,67%	-2,46%	10,13 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	9,00%	-2,86%	11,86 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	11.994	11.618	3,2%
CAPEX (R\$ mil)*	1.263.897	1.173.000	7,7%
DEC (12 meses)*	9,14	9,00	1,6%
FEC (12 meses)*	4,60	4,15	10,8%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	95,73%	96,81%	-1,08 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	24,06%	22,05%	2,01 p.p
PMSO (3)/Consumidor*	271,87	261,70	3,9%

(1) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização, (2) EBIT: Resultado do Serviço e

(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

2

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.

Reajuste Tarifário Anual 2024

No dia 12 de março de 2024 a diretoria da ANEEL prorrogou as tarifas da Companhia do dia 15 de março de 2024 até uma nova decisão, já que nem todos os diretores da ANEEL estavam presentes na deliberação. Esta decisão ocorreu na ANEEL, em reunião pública de sua diretoria realizada em 19 de março de 2024, onde deliberaram sobre o reajuste tarifário periódico de 2024 da Companhia, aplicado nas tarifas a partir de 20 de março de 2024 (Resolução Homologatória nº 3.312/2024) um reajuste de +1,19% composto por (i) reajuste econômico de +6,54%, sendo +4,87% de Parcela A, +1,67% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -5,35%.

Considerando a retirada do componente financeiro considerado no último processo tarifário de +2,26%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +3,45%.

Bandeiras Tarifárias

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. As bandeiras tarifárias tiveram os seguintes acréscimos:

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

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

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



2023	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

2024	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	110,77	75,80	254,18	599,72	286,80	61,07
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

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

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

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

DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	2024	2023	Var. %
Mercado Cativo	3.106.735	3.219.679	-3,5%
Residencial - Convencional	2.203.618	2.278.825	-3,3%
Residencial - Baixa Renda	673.941	709.978	-5,1%
Industrial	3.526	3.588	-1,7%
Comercial	141.046	140.468	0,4%
Rural	64.161	67.056	-4,3%
Setor Público	20.443	19.764	3,4%
Cientes Livres	1.932	1.108	74,4%
Industrial	220	146	50,7%
Comercial	1.476	802	84,0%
Rural	25	29	-13,8%
Setor Público	205	130	57,7%
Residencial	6	1	>100,0%
Revenda	12	9	33,3%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	3.108.679	3.220.796	-3,5%

O número de consumidores efetivos faturados apresentou uma redução de 3,5% em relação ao registrado em dezembro de 2024 quando comparado ao mesmo período no ano anterior, devido a um efeito pontual em dezembro de 2023, elevando a base de comparação. Tal efeito impactou particularmente os clientes

residenciais convencionais e baixa renda, que figuram como as classes de maior representatividade no mercado cativo. Excluindo esse fato não recorrente, a variação teria sido praticamente nula.

Já os clientes livres, continuaram com a tendência de crescimento, com aumento de 74,4% no trimestre, refletindo a migração de clientes do mercado cativo, que se intensificou após a abertura do mercado livre para os clientes do Grupo A, a partir de janeiro de 2024.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	2024	2023	Var. %
Mercado Cativo	7.843	7.854	-0,1%
Clientes Livres	3.703	3.269	13,3%
Revenda	415	402	3,2%
Consumo Próprio	34	92	-63,0%
Total - Venda e Transporte de Energia	11.994	11.618	3,2%

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	2024	2023	Var. %
Residencial - Convencional	4.126	4.087	1,0%
Residencial - Baixa Renda	1.065	854	24,7%
Industrial	116	132	-12,1%
Comercial	1.296	1.411	-8,2%
Rural	141	136	3,7%
Setor Público	1.097	1.233	-11,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.843	7.854	-0,1%

Em 2024, o total de venda de energia no mercado cativo se manteve estável em comparação ao ano anterior, impactado positivamente pelo aumento na classe residencial em decorrência das temperaturas mais elevadas, em particular até o terceiro trimestre, e por outro lado, negativamente pela redução nas classes industrial e comercial relacionado principalmente à migração de clientes para o mercado livre.

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	2024	2023	Var. %
Industrial	2.155	2.109	2,2%
Comercial	1.055	799	32,0%
Rural	107	100	7,0%
Setor Público	381	257	48,2%
Residencial	5	4	25,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	3.703	3.269	13,3%

O consumo de energia para o mercado livre apresentou um aumento de 13,3% em 2024 em comparação a 2023 em razão do crescimento do número de clientes em praticamente todas as classes, sobretudo no setor comercial e setor público, impulsionada pela abertura do mercado para clientes do Grupo A, contribuindo para o aumento do consumo.

No setor comercial, destaca-se o aumento do consumo em decorrência do impacto positivo do clima e do bom desempenho econômico do setor, em particular o varejo. Já no setor industrial, a alta na produção do estado impactou positivamente o consumo como um todo, exceto no 4T24, onde houve uma redução produtiva no setor de Petróleo.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWh)*

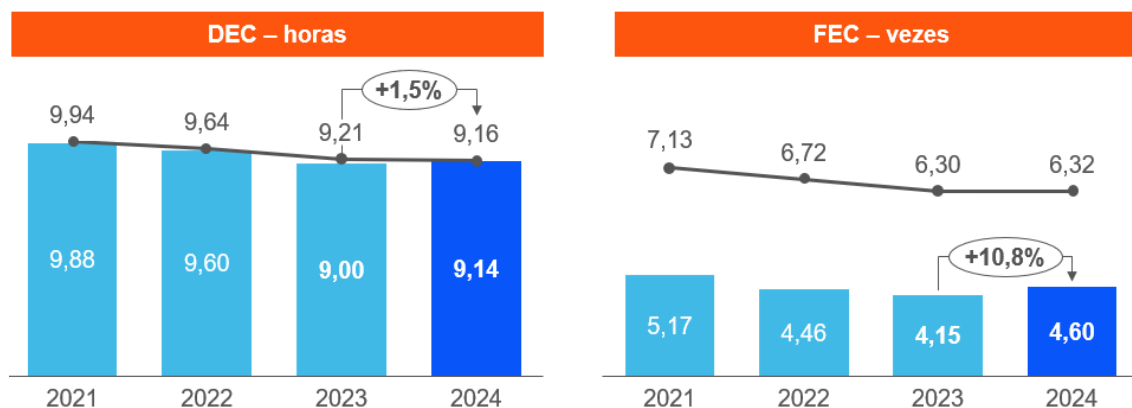
	2024	2023	Var. %
Itaipu	1.875	1.954	-4,0%
Angra I e II	373	378	-1,3%
PROINFA	187	179	4,5%
Leilão e Quotas	9.920	8.960	10,7%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	12.355	11.471	7,7%
Liquidação na CCEE	(279)	159	<-100,0%
Total - Compra de Energia	12.076	11.630	3,8%

Balanco de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	2024	2023	Var. %
Energia requerida (GWh)	16.589	15.714	5,6%
Energia fornecida (GWh)	12.627	12.046	4,8%
Mercado Cativo	8.612	8.596	0,2%
Mercado Livre	4.015	3.451	16,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (GWh)	3.961	3.668	8,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (%)	23,88%	23,34%	0,54 p.p

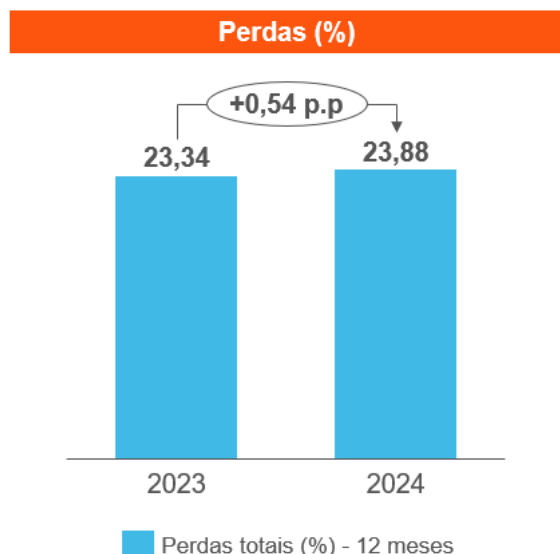
Qualidade do Fornecimento



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 2024, os indicadores DEC e FEC apresentaram aumento de 1,5% e 10,8% respectivamente em relação ao mesmo período em 2023. Apesar das iniciativas implementadas pela Companhia para melhoria da qualidade dos serviços, a maior severidade nos eventos climáticos, em particular no início de 2024 superou o efeito positivo de tais iniciativas, impactando negativamente os indicadores de qualidade. Ainda assim, destaca-se que os níveis de DEC e FEC registrados no período estão dentro dos limites regulatórios estabelecidos na revisão tarifária (DEC: 9,16 / FEC: 6,32).

Disciplina de Mercado

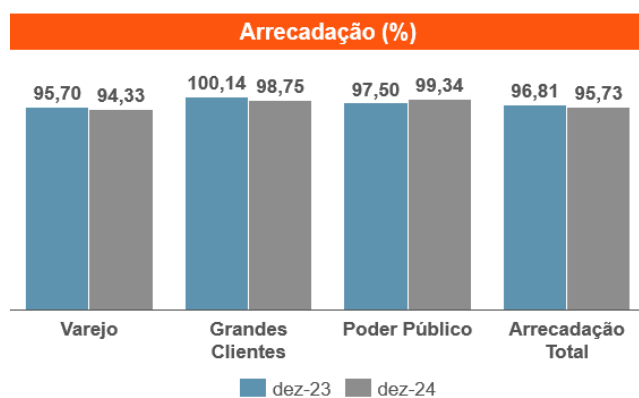


As perdas de energia alcançaram 23,88% em 2024, um aumento de 0,54 p.p. em relação às perdas registradas em 2023. O aumento do nível de perdas, foi fortemente influenciado pelas grandes elevações de temperatura ocasionadas pelas ondas de calor durante o período analisado, impactando tanto as perdas técnicas quanto as não técnicas.

As altas temperaturas registradas geraram um incremento na demanda, elevando a energia injetada na rede, aumentando consequentemente o nível de perda, principalmente nas áreas de risco cujo impacto foi de + 0,48 p.p. As áreas de riscos configuram as regiões de maiores perdas da Companhia, com maiores níveis 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 com projetos de inspeções em clientes do grupo B e A, recuperação de clientes cortados/autoreligados ou sem contrato ativo (operações do ciclo comercial), além do mapeamento e conexão de consumidores clandestinos. Com essas ações de recuperação de energia obteve-se um incremento no mercado faturado de 421 GWh de energia em 2024.

Arrecadação



Em relação ao indicador de arrecadação, o mesmo registrou uma queda de 1,08 pontos percentuais em 2024 versus 2023, reflexo da menor arrecadação no varejo e grandes clientes, compensado parcialmente pela melhora no segmento do poder público, com aumento da arrecadação das faturas correntes de clientes com histórico de inadimplência.

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.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	2024	2023	Var. %
Fornecimento de Energia	8.890.059	8.386.824	6,0%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	1.237.269	1.013.703	22,1%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(113.287)	(77.357)	46,4%
Subvenção baixa renda	282.364	198.569	42,2%
Subvenção de recursos da CDE	427.291	272.693	56,7%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo e Livre	10.723.696	9.794.432	9,5%
Ativos e passivos financeiros setoriais	442.804	468.377	-5,5%
Receita de Construção	1.293.422	1.084.566	19,3%
Marcação a mercado de ativo indenizável	369.762	344.053	7,5%
Outras Receitas	266.489	146.986	81,3%
Total - Receita Operacional Bruta	13.096.173	11.838.414	10,6%
ICMS	(2.307.439)	(2.020.241)	14,2%
PIS	(148.214)	(134.523)	10,2%
COFINS	(683.039)	(619.623)	10,2%
ISS	(4.488)	(4.726)	-5,0%
Total - Tributos	(3.143.180)	(2.779.113)	13,1%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.032.300)	(1.188.168)	-13,1%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(70.999)	(63.312)	12,1%
Encargos do consumidor - CCRBT	(98.286)	(2.175)	>100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(9.878)	(9.158)	7,9%
Total - Encargos Setoriais	(1.211.463)	(1.262.813)	-4,1%
Total - Deduções da Receita	(4.354.643)	(4.041.926)	7,7%
Total - Receita Operacional Líquida	8.741.530	7.796.488	12,1%

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Rio registrou um aumento de 12,1% em 2024, ou R\$ 945,0 milhões, em relação ao mesmo período no ano anterior, totalizando R\$ 8,7 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia em 2024, alcançou o montante de R\$ 7,4 bilhões, um aumento de R\$ 736,2 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 6,7 bilhões. Destaca-se a variação em 2024 versus 2023 dos seguintes itens que compõem a receita operacional líquida:

- Aumento na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo e Livre em R\$ 929,3 milhões explicado pela vigência das bandeiras amarela e vermelha no segundo semestre de 2024, além do aumento do consumo estimulado pelas altas temperaturas registradas no ano;
- Aumento de R\$ 119,5 milhões na linha de Outras Receitas explicado principalmente pelo aumento da venda de energia no mercado de curto prazo (sobrecontratação).

Tais efeitos foram compensados parcialmente por:

- Aumento nas deduções da receita em 2024, na ordem de 7,7% ou R\$ 312,7 milhões em comparação com 2023, sendo os principais efeitos:
 - (i) Aumento de R\$ 364,1 milhões em Tributos devido ao aumento das rubricas relacionadas ao ICMS e Cofins;
 - (ii) Redução de 51,4 milhões em Encargos Setoriais em função da redução na rubrica referente a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 155,9 milhões) em função do efeito da suspensão do pagamento CDE Escassez e CDE Covid, conforme despacho Nº 3.056, de 9 de outubro de 2024. Tal efeito foi parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 96,1 milhões nas

deduções referente a Encargos do consumidor – CCRBT relacionado principalmente à vigência das bandeiras vermelha e amarela segundo semestre de 2024 versus a vigência da bandeira verde ao longo de todo o ano de 2023.

Custos e Despesas Operacionais

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

	2024	2023	Var. %
Custos e despesas não gerenciáveis			
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.046.304)	(2.579.215)	18,1%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(1.297.456)	(1.244.875)	4,2%
Total - Não gerenciáveis	(4.343.760)	(3.824.090)	13,6%
Custos e despesas gerenciáveis			
Pessoal	(208.726)	(214.944)	-2,9%
Material e Serviços de Terceiros	(681.378)	(709.740)	-4,0%
Depreciação e Amortização	(795.209)	(673.754)	18,0%
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(65.231)	(149.234)	-56,3%
Custo de Construção	(1.293.422)	(1.084.566)	19,3%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(152.945)	(139.815)	9,4%
Perda de recebíveis de clientes	(241.928)	(172.000)	40,7%
Receita de multa por impontualidade de clientes	129.998	90.918	43,0%
Outras receitas/despesas operacionais	(114.838)	(248.592)	-53,8%
Total - Gerenciáveis	(3.423.679)	(3.301.727)	3,7%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(7.767.439)	(7.125.817)	9,0%

Os custos e despesas operacionais em 2024 apresentaram um aumento de 9% (R\$ 641,5 milhões) em relação a 2023. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesas operacionais da Companhia alcançaram o montante de R\$ 6,5 bilhões em 2024, o que representa um aumento de 7,2% (R\$ 432,7 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior.

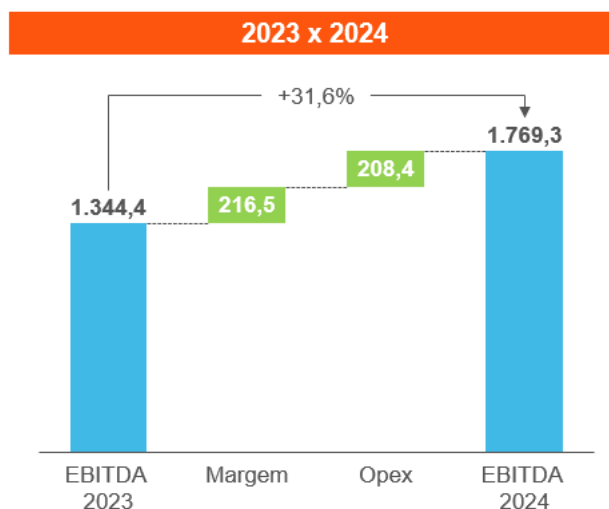
Custos e Despesas Não Gerenciáveis, totalizaram R\$ 4,3 bilhões, resultado 13,6% ou R\$ 519,7 milhões superior em relação ao mesmo período em 2023 em razão principalmente do aumento de R\$ 467,1 milhões na rubrica relacionada a energia comprada para revenda, devido ao aumento no custo de energia em 2024 versus 2023.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis em 2024, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram redução de R\$ 86,9 milhões em comparação a 2023. As principais variações podem ser explicadas pelo:

- Redução de R\$ 133,8 milhões na rubrica de outras receitas/despesas operacionais devido ao efeito não recorrente relacionado às baixas da revisão tarifária ocorrida em 2023;
- Redução de R\$ 84,0 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa explicado principalmente por mudanças na metodologia de cálculo da Perda esperada para créditos de liquidação duvidosa a fim de refletir de forma mais assertiva o comportamento dos indicadores de performance de recuperação de crédito observado nos últimos anos, além das renegociações e recuperação de dívidas relacionadas à itens não relacionados ao fornecimento de energia, como por exemplo aluguel de postes;
- Aumento na receita de multa por impontualidade de clientes no valor de R\$ 39,1 milhões;
- Redução de R\$ 28,4 milhões na linha de materiais e serviços em razão principalmente da primarização;
- Mesmo considerando um aumento da base de colaboradores próprios, observa-se uma redução de R\$ 6,2 milhões na linha de Pessoal referente à uma reversão de provisão relacionado ao pagamento do bônus anual e a reversão retroativa de encargos trabalhistas.

Tais efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Aumento de R\$ 121,5 milhões em depreciação e amortização devido ao aumento da base de ativos;
- Aumento de R\$ 69,9 milhões em perda de recebíveis de clientes em decorrência de *write-off* da dívida.

EBITDA*

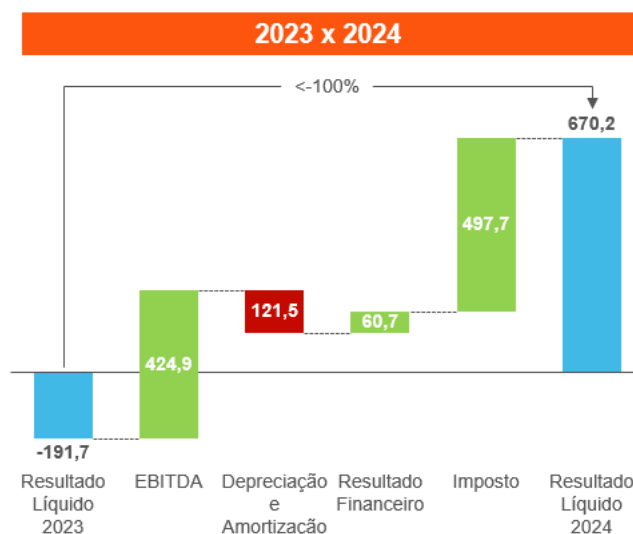
O EBITDA da Companhia totalizou R\$ 1,8 bilhão em 2024, montante 31,6% superior ao valor registrado em 2023 (R\$ 1,3 bilhão) influenciado principalmente pelo aumento da margem em decorrência do maior nível de fornecimento e pela redução do OPEX explicado pela melhora na provisão de devedores duvidosos e na linha de Outras receitas/despesas operacionais.

Resultado Financeiro**RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)**

	2024	2023	Var. %
Receitas Financeiras			
Renda de Aplicação Financeira	29.237	29.705	-1,6%
Juros e atualização financeira por impontualidade de clientes	37.369	40.595	-7,9%
Dívida - Marcação a mercado	2.258	36.666	-93,8%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	3.297	2.534	30,1%
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	92.019	106.989	-14,0%
Outras receitas financeiras	25.770	26.962	-4,4%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(16.603)	(13.743)	20,8%
Total - Receitas Financeiras	173.347	229.708	-24,5%
Despesas financeiras			
Dívida - Marcação a mercado	-	(2.853)	-100,0%
Encargo de dívidas e mútuos	(617.188)	(503.650)	22,5%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(70.570)	(77.081)	-8,4%
Encargo de fundo de pensão	(28.650)	(27.241)	5,2%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(137.631)	(348.897)	-60,6%
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	(82.958)	(106.176)	-21,9%
Outras despesas financeiras	(117.181)	(107.413)	9,1%
Total - Despesas Financeiras	(1.054.178)	(1.173.311)	-10,2%
Variações Cambiais	(978)	1.106	<-100,0%
Variações cambiais - Empréstimos	(247.158)	131.642	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	247.150	(131.649)	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	(970)	1.113	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(881.809)	(942.497)	-6,4%

O resultado financeiro líquido da Companhia apresentou uma despesa líquida de R\$ 881,8 milhões, montante R\$ 60,7 milhões inferior ao registrado no mesmo período do ano anterior, explicado em sua maioria pela redução líquida de despesa no montante de R\$ 66,9 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 à redução no volume de dívida, em conjunto com a redução do CDI (10,83% em 2024 vs.13,04% em 2023).

Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Rio registrou lucro de R\$ 670,2 milhões, o que representa uma melhora de R\$ 861,8 milhões em relação a 2023, explicada em grande parte por um impacto positivo de R\$ 615,4 milhões na linha de impostos, relacionado à exclusão da base de cálculo do IRPJ/CSLL da atualização financeira da Taxa SELIC sobre débitos tributários, conforme detalhado na nota explicativa nº 23.1 das Demonstrações Financeiras da Companhia, além da melhora do EBITDA.

Mesmo desconsiderando tal efeito, o lucro líquido da Companhia teria alcançado o valor de R\$ 54,8 milhões, ou um crescimento de R\$ 246,4 milhões em função da melhora no EBITDA e no resultado financeiro, conforme explicado anteriormente.

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	2024	2023	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	4.689.816	6.247.213	-24,9%
Dívida com Terceiros	321.112	582.384	-44,9%
Dívida Intercompany	4.368.704	5.664.829	-22,9%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	421.212	186.264	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	4.268.604	6.060.949	-29,6%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado(1)*	2,10	3,46	-39,2%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado(1)*	1,91	3,36	-43,0%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,36	0,54	-33,8%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,34	0,53	-36,8%

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações (acumulado nos últimos 12 meses) + Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa + Recuperação/Perda de recebíveis de clientes + Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas

A dívida bruta da Companhia reduziu R\$ 1.557 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) amortizações em torno de R\$ 1.750 milhões, pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 251 milhões, e capitalização de mútuos no valor de R\$ 1.249 milhões; compensados por (ii) novas captações no montante de R\$ 991 milhões para capital de giro e refinanciamento de dívidas, os quais referem-se a mútuos com sua controladora Enel Brasil e outras empresas do grupo no Brasil; (iii) provisão de encargos e variações monetárias de R\$ 755 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 51 milhões.

A Enel Distribuição Rio encerrou em 2024 com o custo médio de dívida no ano de 12,65% a.a.

Classificação de Riscos (Rating)

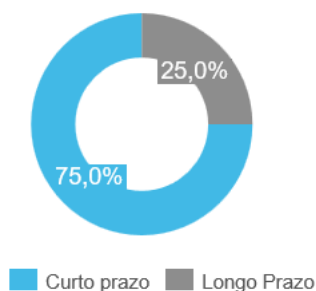
Em 27 de agosto de 2024, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 80 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuos com partes relacionada, conforme Despachos N°s 2.979/2018, 1.923/2020, 647/2021, 902/2021 e 3.754/2021, no valor vigente de R\$ 4.100 milhões. A Companhia está buscando junto ao Regulador ampliar o limite para operações de mútuos financeiros nos próximos anos.

Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil no montante de R\$ 2.592 milhões, que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário. A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da Enel Finance International (EFI), disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro. Em 31 de dezembro de 2024 o saldo de empréstimos com a EFI no passivo circulante é de R\$ 313 milhões.

Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em dez/24



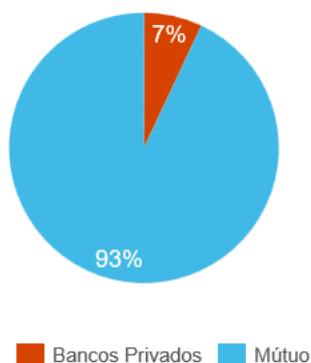
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em dez/24



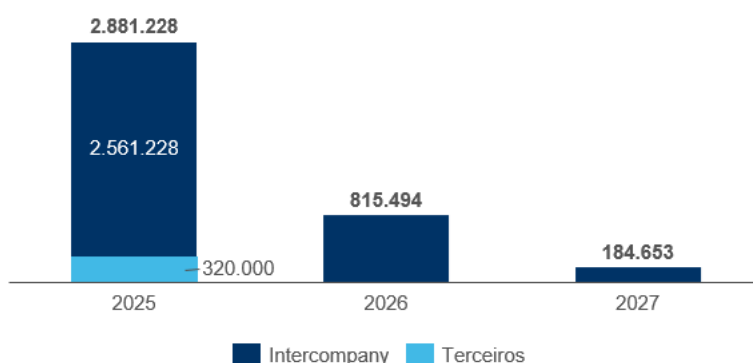
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em dez/24



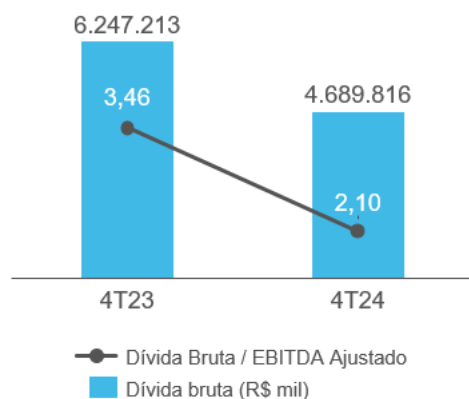
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em dez/24



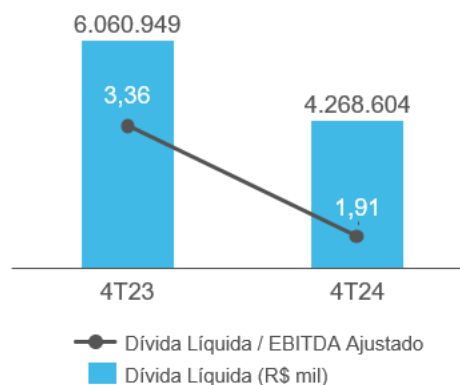
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em dez/24



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezes)
Evolução 4T23 – 4T24



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 4T23 – 4T24



6 INVESTIMENTOS

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	2024	2023	Var. %
Manutenção	491.994	483.399	1,8%
Crescimento	261.342	167.495	56,0%
Novas Conexões	481.146	455.188	5,7%
Financiado pela Companhia	1.234.481	1.106.081	11,6%
Financiado pelo Cliente	29.416	66.919	-56,0%
Total	1.263.897	1.173.000	7,7%

Os investimentos realizados pela Companhia em 2024 totalizaram R\$ 1,3 bilhão, representando um aumento de 7,7% em relação a 2023. Tal nível de investimentos figura como o maior montante investido em toda série histórica, refletindo o compromisso assumido pela Companhia que concentra esforços contínuos na melhoria da rede e do serviço prestado. Nos últimos 10 anos, os investimentos totalizaram R\$ 9,9 bilhões.

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

Plano de Investimentos

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

O plano tem o respaldo dos acionistas controladores da Companhia e prevê investimentos de R\$ 6,1 bilhões no período de 2025 a 2027 em toda a área de concessão, representando um crescimento de 74% versus o plano anterior, que totalizava R\$ 3,5 bilhões de investimentos previstos para o período de 2024 a 2026. Um ponto relevante do plano compartilhado inclui a contratação, neste período, de 2.045 novos colaboradores para atuar, principalmente, na operação em campo até 2027. Apenas este ano, serão cerca 350 novos colaboradores para agilizar o atendimento aos clientes.

Dentre as iniciativas apresentadas pela Enel Rio, além do reforço significativo das equipes de profissionais próprios que atuam em campo, foi destacada a intensificação das manutenções preventivas, o aumento do número de podas preventivas e modernização da rede elétrica.

No período de 2025 a 2027, será dada a sequência na previsão de realização de 1,3 milhão de podas, inspeções em mais de 120 mil km de redes de baixa e médias tensão. Além disso, estão em curso a modernização, construção e ampliação de subestações que trarão benefícios aos consumidores. A Companhia também irá construir mais de 89 km de rede de alta tensão para apoiar os novos pontos de suprimentos. Além da alta tensão, até 2027, cerca de 210 km de média e baixa tensão serão substituídos, sendo instaladas em parte deles as chamadas redes compactas, mais resistentes. De material, mais de 700 equipamentos de tele controles serão instalados tornando o serviço mais eficiente.

Nota: Visando padronizar a forma de divulgação dos investimentos das distribuidoras do Grupo, e consequentemente prezando pela transparência, desde o 4T23 os valores das subcontas que estavam alocados na linha "outros" passam a compor as devidas rubricas de investimentos em Manutenção, Crescimento e Novas Conexões. A denominação padronizada de investimentos substitui a classificação anterior, dividida em: Novas Conexões, Rede e Outros.

A adoção da denominação padronizada não traz prejuízo a análise, pelo contrário, torna mais evidente e fidedigna a alocação de recursos realizados pela Companhia.

RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL*

A sustentabilidade é inerente ao nosso negócio. Somos uma companhia que gera 100% de sua energia a partir de fontes renováveis e temos uma ambiciosa meta de alcançar net zero até 2040. Este compromisso está no centro da nossa estratégia de sustentabilidade, bem como os compromissos com a segurança e confiabilidade da rede, a partir de ações concretas que abordam a adaptação às mudanças climáticas e os impactos sociais.

Nosso foco de negócio é distribuir energia, desenvolvendo projetos e soluções inovadoras que sejam capazes de promover a eletrificação limpa do consumo e enfrentar os desafios globais da transição energética justa e acessível, alicerçada nas fontes renováveis de geração. Pautamos nossas ações pelo bem-estar da comunidade, a conservação do meio ambiente, a ética e a segurança das pessoas

Nesse sentido, estamos alinhados com as iniciativas do Pacto Global das Nações Unidas, do qual somos signatários e membro ativo. E buscamos contribuir para o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas (ODS). 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 fim de conciliar nossas ambições e traçar um caminho com objetivos, ações e metas concretas, contamos com o nosso Plano de Sustentabilidade, acompanhado trimestralmente pelo Conselho de Administração, nosso mais alto órgão de governança da Enel Distribuição Rio.

Nosso modelo organizacional e de governança corporativa 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 orientar nossas ações e antecipar decisões de negócio em linha com a estratégia de sustentabilidade e com compromissos assumidos.

Nossos projetos socioambientais também compõem os objetivos estabelecidos no Plano de Sustentabilidade, e visam contribuir com o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), com a mitigação de riscos e impactos das nossas atividades, e com o nosso crescimento sustentável.

Projetos socioambientais

Nosso modo de desenvolver e gerir relacionamentos com as comunidades, por meio da realização de projetos socioambientais em toda a área de atuação da companhia, visa atender às demandas reais do entorno, em linha com os propósitos do Grupo e com foco na criação de valor compartilhado. Para viabilizar esse compromisso, nosso programa de sustentabilidade chamado “Enel Compartilha”, vem atuando em diversas frentes para promover o consumo consciente, a inclusão, o empreendedorismo, a capacitação profissional e o acesso à energia a todas as pessoas, conscientizando as pessoas sobre o combate ao desperdício por meio do uso eficiente e seguro da energia elétrica. Além disso, as iniciativas do Enel Compartilha também buscam impulsionar o desenvolvimento socioeconômico local, engajar lideranças locais, educar crianças e jovens para o uso seguro da energia e apoiar iniciativas que contribuam para o meio ambiente e o bem-estar das comunidades.

A Enel Distribuição Rio, desenvolveu 17 projetos, em 2024, que beneficiaram cerca de 187 mil pessoas, com um investimento de R\$ 17 milhões. Também foi gerado o valor de R\$ 2,8 milhões em renda extra para as comunidades, por meio dos projetos de empregabilidade e empreendedorismo. Com o programa Enel Compartilha Eficiência foram trocadas gratuitamente 1.155 geladeiras e 34 mil lâmpadas dos clientes da distribuidora. Entre os projetos realizados destacamos o seguinte.

Enel Compartilha Liderança em Rede: Em 2024, com o aumento dos eventos climáticos, os líderes comunitários integrantes do programa Enel Compartilha Liderança em Rede apoiaram ativamente a Enel Distribuição Rio em diversas ações operacionais, entre as quais podemos destacar a elaboração de plano de emergência, participação de salas de crises, atendimento prioritário a clientes vitais, essenciais, cabos

partidos nos territórios e controle de manifestações populares. Outro destaque foi a participação das Defesas Cívicas municipais nas reuniões mensais da Rede de Lideranças, informando e instruindo as comunidades sobre formas de prevenção e segurança em grandes eventos climáticos que afetam diretamente os territórios vulneráveis. No mesmo ano, a Rede de Lideranças passou a contar com mais um grupo de líderes, de Ilha Grande, somando 12 grupos. Sendo assim, o programa encerra o ano com 236 líderes ativos em 20 municípios, beneficiando 3.503 pessoas com a Campanha Energia Segura, além de 81.400 pessoas beneficiadas com demandas técnicas e comerciais.

Enel Compartilha Eficiência – troca de geladeiras e lâmpadas: O projeto da Enel realizou, ao longo de 2024, a substituição gratuita de 1.155 geladeiras antigas por modelos novos e mais eficientes e ainda efetuou a troca de 11,1 mil lâmpadas comuns por modelos LED. O objetivo desse programa é contribuir para a adequação do consumo de energia de famílias de comunidades vulneráveis. Além disso, o programa também apoiou famílias afetadas pelas chuvas que atingiram as regiões serrana e noroeste do Estado do Rio de Janeiro, em março, e realizou doações de geladeiras e cestas básicas. Além da geladeira, cada família recebeu quatro luminárias de LED e duas cestas básicas. Esta ação foi realizada em parceria com a Secretaria Municipal de Assistência Social do município. A campanha de ajuda humanitária percorreu ao todo seis municípios (Campos, Teresópolis, Petrópolis, Bom Jesus de Itabapoana, Itaperuna e São Francisco de Itabapoana), beneficiando diretamente 500 famílias com 500 geladeiras e 1.000 cestas básicas.

Enel Compartilha Eficiência – Chamada Pública de Projetos: Em 2024, a Enel Distribuição Rio realizou a entrega de três iniciativas oriundas de Chamadas Públicas de Projetos (CPP) sobre eficiência energética. Dois projetos da tipologia de Iluminação Pública beneficiaram os municípios de Areal e Teresópolis que, juntos, proporcionaram a substituição de 1.031 pontos de iluminação pública. O terceiro projeto foi formalmente entregue em agosto, durante evento com a Marinha do Brasil, no Instituto de Estudo Almirante Paulo Moreira, em Arraial do Cabo, após a conclusão das obras de instalação de um sistema fotovoltaico com 59 módulos, quatro condicionadores de ar modelo inverter e 458 luminárias LED. Em dezembro, a Enel Distribuição Rio lançou a nova Chamada Pública de Projetos (CPP 001/2024), com prazo de inscrições até 7 de março de 2025, para oferecer a oportunidade aos clientes da concessionária, que desejarem apresentar projetos que possam ser financiados com recursos do Programa de Eficiência Energética regulamentado pela Aneel. Ao todo, serão disponibilizados R\$ 3,5 milhões.

Canteiro Sustentável – Prêmio FIRJAN de Sustentabilidade - A Enel Distribuição Rio foi premiada na edição 2024 do prêmio FIRJAN de Sustentabilidade na categoria "Resíduos Sólidos", com o projeto Canteiro Sustentável, realizado na Subestação Entroncamento Lagos. É a segunda vez que a Enel recebe esta premiação nos últimos três anos. Desde 2013, o Prêmio FIRJAN de Sustentabilidade visa reconhecer iniciativas que conciliam a proteção ambiental, o equilíbrio econômico e o bem-estar social, dando visibilidade às ações institucionais que contribuem para a sustentabilidade do Estado do Rio de Janeiro. O anúncio dos vencedores foi feito no dia 23 de setembro, durante uma cerimônia no auditório Aquário da Casa Firjan.

BT zero - Regularização de ligações - Em 2024 foram iniciadas as primeiras ações do projeto piloto de eficiência energética BTzero, aprovado pela Aneel, com o objetivo de inibir as perdas de energia devido a ligações informais ou clandestinas. O projeto atuará em cerca de 5 mil unidades consumidoras com a retirada da ligação que furta energia e a instalação de caixas de medição do consumo e rede blindada. Também atuará com ações sociais nos condomínios populares contemplados com o projeto, a fim de promover a adequação do consumo de energia ao orçamento familiar, por meio da troca de geladeiras, lâmpadas e chuveiros antigos, por modelos mais eficientes. Ao todo, o projeto BTzero investirá cerca de R\$ 14 milhões na instalação de 250 caixas blindadas e trocará 1.644 geladeiras e chuveiros, além de 26.000 lâmpadas entre os anos de 2024 e 2025.

Olimpíada nacional de Eficiência Energética - A Olimpíada Nacional de Eficiência Energética, iniciativa educacional promovida pela ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica), realizou em Brasília a cerimônia de premiação dos alunos das 8ª e 9ª séries do ensino fundamental que mais se destacaram nas provas e desafios que ocorreram em outubro sobre consumo consciente, uso eficiente de recursos energéticos e o impacto ambiental da geração de energia. Na área de concessão da Enel Distribuição Rio, foram 3.782 alunos inscritos, 31 municípios contemplados e 89 escolas participantes. Os premiados receberam medalhas, notebooks e certificados de participação.

Segurança da População: Em 2024, a Enel Distribuição Rio atuou fortemente no tema da segurança da população com a energia elétrica, beneficiando cerca de 54 mil pessoas na área de concessão da distribuidora, por meio de iniciativas educacionais e palestras em comunidades, incluindo capacitações

ofertadas aos líderes de comunidades participantes do projeto Enel Compartilha Liderança em Rede, com a presença de técnicos de segurança da companhia, que orientaram as lideranças comunitárias sobre o uso seguro e consciente de energia e distribuíram materiais sobre o tema.

Projetos incentivados de esporte e cultura: Ao longo do ano, a Enel apoiou dezenas de projetos através da Lei de Incentivo à Cultura e ao Esporte em sua área de concessão, para democratizar e proporcionar o acesso à cultura e ao lazer, beneficiando várias comunidades. Destacamos o apoio ao projeto Craque do Amanhã, realizado em São Gonçalo, beneficiando 226 jovens ao utilizar o futebol como ferramenta educativa para a formação cidadã, contribuindo para a inclusão social e o respeito aos direitos humanos. Além das atividades esportivas, os participantes recebem acompanhamento psicossocial, monitoramento educacional, qualificação profissional e suporte alimentar para suas famílias. Já o projeto Paraesporte, em Campos dos Goytacazes, beneficiou 350 pessoas com deficiência intelectual, promovendo sua inclusão social por meio do esporte. Além da prática esportiva, os participantes contam com atendimento multidisciplinar, incluindo suporte social, psicológico e fisioterapêutico. Por meio desses projetos, a Enel reafirma seu compromisso com a transformação social e a melhoria da qualidade de vida das comunidades onde atua.

Parceiro Responsável: Programa com iniciativas para desenvolver e engajar fornecedores quanto aos objetivos e compromissos de sustentabilidade da Enel, em especial quanto à Agenda 2030 da ONU. Em 2024, tivemos a participação de 394 pessoas de 249 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 o programa ainda faz o reconhecimento dos fornecedores que apresentarem as melhores práticas de sustentabilidade, após uma análise criteriosa dos resultados e impactos positivos para a sociedade e para os objetivos de desenvolvimento sustentável da ONU, incentivando assim, o engajamento da cadeia de fornecedores com os compromissos de sustentabilidade da Enel e o desenvolvimento sustentável das empresas.

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 Brasil realiza a cada 3 anos um processo de DDDh nas atividades de suas empresas, incluindo a Enel Distribuição São Paulo, seguindo as diretrizes dos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos. Atualmente a Enel está realizando seu 3º ciclo consecutivo, iniciado em 2023. Essa avaliação identificou que o excelente nível 90% de adesão da Enel aos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos. O mesmo processo permitiu ainda identificar os principais temas que requerem maior atenção no Brasil: Meio Ambiente; Integridade (tolerância zero a corrupção), Respeito à Diversidade, e às Comunidades, por serem temas com maior risco de possíveis violações de forma geral no país (seja por cidadãos, governos, entidades e empresas), segundo pesquisas e entrevistas realizadas com os principais stakeholders da Enel no Brasil incluindo clientes, comunidades, empresas, instituições sociais, universidades, fornecedores e representantes da sociedade civil organizada. A partir dessas informações foi elaborado um Plano de Ação com 11 iniciativas para garantir a melhoria contínua das práticas da empresa e que será acompanhado pelo Conselho de Administração da Enel. Entre as ações definidas para o plano, podemos destacar a elaboração de aplicação de treinamentos gerais e específicos para os colaboradores e terceirizados sobre a Política

Rede do Bem: programa de voluntariado corporativo da Enel no Brasil, tem feito a diferença nas vidas dos colaboradores da companhia e na de milhares de pessoas que são beneficiadas nas comunidades. Em 2024, o programa contou com a atuação de 278 voluntários, que doaram 3.049 horas de trabalho voluntário em diversas atividades de ajuda humanitária durante todo o ano, como arrecadação de doativos, apoio em situações críticas naturais, como enchentes e deslizamentos, entre outras. Entre essas atividades, podemos destacar a campanha de arrecadação de fundos para apoio a família de colaborador da Enel que mora no Rio Grande do Sul, e teve a casa submersa pela enchente por 32 dias. A campanha de arrecadação, divulgada pelo programa, engajou doadores dentro e fora da Enel e arrecadou R\$ 16,5 mil, que foram destinados para compra de itens como novas roupas e novos móveis para a família beneficiada.

Programa de Cultura da Sustentabilidade “SER”: Em 2024, o programa “SER - Sustentabilidade em Rede”, continuou a integrar cultura de sustentabilidade na Enel, por meio dos seus quatro pilares estratégicos: Ser Ambiental, Ser Econômico, Ser Social e Ser Humano. A iniciativa reafirmou o compromisso coletivo da companhia com a transição energética e a construção de um futuro mais sustentável. Em 2024, o programa alcançou 1.342 participações de colaboradores de todas as linhas de negócio da Enel no Brasil, em atividades que abordaram os temas prioritários da estratégia de sustentabilidade da companhia. Essas atividades foram ministradas por profissionais internos especializados, que protagonizaram realizações importantes,

inspirando e incentivando seus colegas com iniciativas e resultados inovadores. Ao longo do ano, os webinars realizados abordaram os seguintes temas:

Ser Econômico: Análise e gestão de riscos e impactos para a sustentabilidade corporativa, com destaque para a adoção da análise de dupla materialidade como parte do processo.

Ser Ambiental: Reflexões sobre o compromisso ambiental da companhia em 2 webinars temáticos: “Semeando a Cultura Ambiental: Nosso Compromisso com o Futuro” e “Adaptação às Mudanças Climáticas: Estratégias da Enel para Eventos Climáticos Extremos”, que destacaram a atuação proativa da Enel diante dos desafios impostos pela crise climática.

Ser Social: O webinar “O Papel da Liderança Comunitária em Emergências Climáticas” reforçou a importância de lideranças locais na construção de resiliência e na mitigação de impactos em comunidades vulneráveis.

Ser Humano: Os webinars abordaram direitos humanos, bem-estar, diversidade, saúde e segurança no ambiente de trabalho, destacando o protagonismo humano como fator-chave para o sucesso das iniciativas.

Essas atividades, estimularam o engajamento da força de trabalho, a troca de conhecimentos e a promoção de práticas sustentáveis, reforçando a importância da atuação de cada colaborador no cumprimento dos objetivos estratégicos da companhia. Dessa forma, o “SER” consolida-se como um marco na construção de uma cultura interna sólida e comprometida com a sustentabilidade, destacando a Enel Brasil como referência no alinhamento e engajamento de sua estratégia ESG com o público interno.

Apoio para recuperação da rede elétrica após tragédias das chuvas na região de Porto Alegre (RS):

Em maio de 2024, após as chuvas que afetaram severamente a região de Porto Alegre, no Rio Grande do Sul, a Enel enviou apoio para a distribuidora de energia CEEE, que atua na região da capital gaúcha. Foram enviados profissionais especializados em redes subterrâneas, engenheiros e técnicos de segurança que atuam em São Paulo, para auxiliar no diagnóstico e correção de defeitos em equipamentos afetados pelas enchentes, além de ajudar na estratégia de restabelecimento do sistema. A companhia também colocou à disposição da distribuidora local uma subestação móvel, capaz de ser deslocada para o Rio Grande do Sul em caso de necessidade.

Indicadores ASG - Enel Rio*

Indicadores

	2024	2023
Colaboradores próprios (unit)	1.924	1.651
Colaboradores terceirizados (unit)	9.876	9.270
% de mulheres na Empresa	12,9%	16,5%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	18,9%	21,0%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	7,51	25,48
Taxa de Rotatividade (2)	2,7%	2,2%
Número de membros no conselho (unit)	6	6
% de mulheres no conselho	16,7%	33,3%
Beneficiados pelos projetos sociais (3)	186.726	217.402
Resíduos perigosos enviados para recuperação	98%	100%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	94%	98%
Avaliação de fornecedores ambientais (4)	5	7
Realização de ECoS Ambiental (5)	1	1

(1) Líderes: Considera os Heads e Diretores; (2) Considera os desligamentos voluntários e involuntários

(3) O número de 2023 foi adaptado a fim de refletir uma mudança nos critérios de contabilização de alguns projetos realizada no 4T24 ;(4)

Meta 2024: 5 ; (5) Meta 2024: 0

Enel Brasil

Prêmio “Empresas que Melhor se Comunicam com Colaboradores”

Organizado pelas plataformas Melhor RH, Negócios da Comunicação e pelo Centro de Estudos da Comunicação (CECOM), a Enel Brasil foi reconhecida em três categorias.

A empresa conquistou o 1º lugar na categoria Inovação com a campanha “O que te inspira?”. A iniciativa ofereceu alternativas e soluções para que inovar se tornasse um propósito, incentivando os colaboradores a buscarem conhecimento e oportunidades de mudança e melhoria.

O Plano de Comunicação do Plano de Ação de Emergência nas Barragens (PAEBM) da Enel Green Power garantiu o 2º lugar na categoria Gestão de Crise – Pilar Canais e Meios. Desenvolvido para atender aos requisitos da nova Lei de Segurança de Barragens, o plano promoveu uma comunicação transparente, conscientizando e orientando a população, além de envolver o poder público e os colaboradores. A iniciativa reforça o compromisso da Enel com a segurança e o bem-estar das comunidades em que atua.

A websérie “Tá Ligado?”, um trocadilho com a área de atuação da empresa, conquistou o 2º lugar na categoria Revolution – Pilar Grandes Ideais. Composta por dez episódios, a iniciativa apresentou temas estratégicos de forma simples, acessível e didática para o público interno. A série foi divulgada em todos os canais de comunicação da Enel, alcançando números expressivos de visualizações e gerando alto engajamento da equipe.

Encontro de Gestão de Ativos para Empresas do Setor Elétrico (EGAESE)

Na 11ª edição do EGAESE, a Enel Brasil foi reconhecida em duas categorias. A empresa conquistou o 1º lugar na categoria Impactos Regulatórios com o projeto “Maximizando os resultados da base de remuneração: Banco de preços referencial e atipicidades”.

Já na categoria Gestão Estratégica, a Enel ficou em 4º lugar com o projeto de “Desenvolvimento e implementação de sistema automatizado de gestão e controle de processos da conformidade regulatória das informações cadastrais para a garantia do retorno dos investimentos em ativos”. O projeto foi fundamental para garantir o retorno dos investimentos em ativos.

Enel Distribuição RJ

Prêmio Firjan de Sustentabilidade

A Enel Distribuição Rio de Janeiro venceu a categoria Resíduos Sólidos com o projeto Canteiro Sustentável, que integra práticas circulares e sustentáveis na construção de usinas e subestações. A iniciativa reforça o compromisso da companhia com a transição energética justa e a criação de valor compartilhado, por meio do uso eficiente de recursos, ações ambientais e geração de valor para as comunidades locais.

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 2024 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
Francesco Moliterni	Diretor - Presidente e Diretor de Comunicação e Relações Institucionais (interino)
Alain Rosolino	Diretor de Pessoas e Organização
Ana Claudia Gonçalves Rebello	Diretor Jurídico
Anna Paula Hiotte Pacheco	Diretora de Regulação
Fernando Andrade	Diretor de Engenharia e Construção
Andrea Vossio	Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores
Jose Luis Salas Rincon	Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes
Luiz Flavio Xavier de Sá	Diretor de Mercado

Conselho de Administração	
Conselheiros	Cargo
Guilherme Gomes Lencastre	Presidente do Conselho de Administração
Mario Fernando de Melo Santos	Vice-Presidente do Conselho de Administração
Antonio Scala	Conselheiro de Administração Titular
Eduardo dos Santos Machado	Conselheiro de Administração Titular
Marcia Massotti de Carvalho	Conselheiro de Administração Titular
Gino Celentano	Conselheiro de Administração Titular
Alain Rosolino	Conselheiro de Administração Suplente
Ana Claudia Gonçalves Rebello	Conselheiro de Administração Suplente
José Nunes de Almeida Neto	Conselheiro de Administração Suplente
Julia Freitas de Alcântara Nunes	Conselheiro de Administração Suplente
Marcus Vinicius dos Santos	Conselheiro de Administração Suplente
Michelle Rodrigues Nogueira	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 2024 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 2024, 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

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.

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.

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.

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.

Como a auditoria endereçou esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:

- (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.

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.

Outros assuntos – Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, 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 esse 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.

- Concluímos 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 os requisitos éticos pertinentes, de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.

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, 26 de fevereiro de 2025

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 2024 e 2023

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
<u>Ativo circulante</u>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	421.090	65.262
Títulos e valores mobiliários	5	122	121.002
Contas a receber de clientes	6	2.606.672	2.062.357
Créditos a receber - subvenção e outros	7	188.024	3.852
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	9	139.928	111.009
Outros tributos compensáveis	9	704.863	582.036
Serviços em curso		44.894	51.857
Instrumentos financeiros derivativos	25	76.903	-
Outros créditos		119.276	113.602
Total do ativo circulante		4.301.772	3.110.977
<u>Ativo não circulante</u>			
Contas a receber de clientes	6	156.012	510.326
Outros tributos compensáveis	9	2.269.837	2.633.581
Depósitos vinculados	17	315.309	219.088
Tributos diferidos	23	980.092	521.176
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	10.1	950.857	975.888
Ativo financeiro indenizável (concessão)	10.2	8.348.889	7.259.520
Imobilizado	11	274.857	200.433
Intangível	10.3	2.033.698	2.225.698
Total do ativo não circulante		15.329.551	14.545.710
Total do ativo		19.631.323	17.656.687

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
<u>Passivo circulante</u>			
Fornecedores	12	1.345.459	1.085.156
Empréstimos e financiamentos	14	3.556.613	5.416.147
Obrigações por arrendamentos		41.998	17.081
Outras obrigações fiscais		144.800	191.469
Dividendos a pagar	18.6	236.821	77.666
Salários, provisões e encargos sociais		64.980	64.517
Encargos setoriais	13	70.858	102.752
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	15	392.860	380.399
Passivo financeiro setorial	8	261.203	70.624
Geração distribuída		61.829	-
Instrumentos financeiros derivativos	25	30.405	225.684
Outras obrigações		312.935	215.258
Total do passivo circulante		6.520.761	7.846.753
<u>Passivo não circulante</u>			
Empréstimos e financiamentos	14	1.179.701	536.084
Obrigações por arrendamentos		85.818	56.138
Outras obrigações fiscais		15.077	-
Encargos setoriais	13	79.905	65.824
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	15	2.258.843	2.634.288
Passivo financeiro setorial	8	53.308	9.088
Obrigações com benefícios pós-emprego	16	212.839	304.739
Instrumentos financeiros derivativos	25	-	69.298
Provisões para processos judiciais e outros riscos	17	782.840	793.149
Outras obrigações		141	446
Total do passivo não circulante		4.668.472	4.469.054
<u>Patrimônio líquido</u>			
	18		
Capital social		6.950.458	4.438.230
Reserva de capital		23.254	23.254
Reserva de lucros		1.470.233	912.095
Outros resultados abrangentes e ajustes de avaliação patrimonial		(1.855)	(32.699)
Total do patrimônio líquido		8.442.090	5.340.880
Total do passivo		19.631.323	17.656.687

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023

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

	Nota	2024	2023
Receita líquida	20	8.741.530	7.796.488
Custo	21	(7.256.384)	(6.443.818)
Lucro bruto		1.485.146	1.352.670
<u>Receitas (despesas) operacionais</u>	21		
Despesas com vendas		(26.740)	(23.449)
Despesas gerais e administrativas		(310.839)	(428.234)
Perda por redução ao valor recuperável de contas a receber		(307.159)	(321.234)
Outras receitas operacionais		133.683	90.918
Total despesas operacionais		(511.055)	(681.999)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro		974.091	670.671
<u>Resultado financeiro</u>	22		
Receitas financeiras		173.347	229.708
Despesas financeiras		(1.054.178)	(1.173.311)
Variações cambiais líquidas		(978)	1.106
Total do resultado financeiro		(881.809)	(942.497)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social		92.282	(271.826)
<u>Imposto de renda e contribuição social</u>	23		
Imposto de renda e contribuição social correntes		78.783	(61.451)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		499.088	141.598
Total dos tributos sobre o lucro (prejuízo)		577.871	80.147
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		670.153	(191.679)
Lucro líquido (prejuízo) por ação em R\$ - básico e diluído	19	2,4148	(0,7929)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(valores expressos em milhares de reais)

	Nota	2024	2023
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		670.153	(191.679)
<u>Outros resultados abrangentes</u>			
Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado			
Ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós emprego		71.424	(40.115)
Tributos diferidos sobre ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	23	(24.284)	13.639
Itens que serão reclassificados para a demonstração do resultado			
Ganho em instrumentos financeiros derivativos		46.732	36.512
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	23	(15.889)	(12.414)
Total dos resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos		748.136	(194.057)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(valores expressos em milhares de reais)

	Capital social		Reservas de capital		Reservas de lucros				
	Capital subscrito	(-) Capital a integralizar	Reserva de ágio	Remuneração do imobilizado em curso	Reserva legal	Reserva para reforço de capital de giro	Lucros (prejuízos) acumulados	Outros resultados abrangentes	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	4.138.230	-	2.308	20.946	142.520	987.683	-	(56.797)	5.234.890
Resultado abrangente total:									
Prejuízo exercício	-	-	-	-	-	-	(191.679)	-	(191.679)
Perda atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	(40.115)	(40.115)
Tributos diferidos sobre perda atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	13.639	13.639
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	36.512	36.512
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	(12.414)	(12.414)
Transações com os acionistas									
Aumento de capital	300.000	-	-	-	-	-	-	-	300.000
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	47	-	47
Mutações internas do patrimônio líquido									
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	-	-	(26.476)	26.476	-
Absorção de prejuízos acumulados	-	-	-	-	-	(218.108)	218.108	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2023	4.438.230	-	2.308	20.946	142.520	769.575	-	(32.699)	5.340.880
Resultado abrangente total:									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	670.153	-	670.153
Ganho atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	71.424	71.424
Tributos diferidos sobre ganho atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	(24.284)	(24.284)
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	46.733	46.733
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	(15.889)	(15.889)
Transações com os acionistas									
Aumento de capital	2.515.000	(2.515.000)	-	-	-	-	-	-	-
Integralização de capital	-	2.512.228	-	-	-	-	-	-	2.512.228
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	8	-	8
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(159.163)	-	(159.163)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	-	-	47.140	(47.140)	-
Reserva legal	-	-	-	-	33.508	-	(33.508)	-	-
Reserva para reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	524.630	(524.630)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024	6.953.230	(2.772)	2.308	20.946	176.028	1.294.205	-	(1.855)	8.442.090

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023
(valores expressos em milhares de reais)

	31.12.2024	31.12.2023
Atividades operacionais		
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	670.153	(191.679)
Ajustes para conciliar o lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais		
Depreciação e amortização	835.210	711.924
Variações cambiais da dívida	247.157	(131.642)
Marcação a mercado da dívida	(2.258)	(33.813)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - variação cambial	(247.150)	131.649
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado	(3.297)	7.680
Atualização do ativo financeiro da concessão	(369.761)	(344.053)
Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais	(92.019)	(106.989)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	66.256	149.234
Perda de recebíveis de clientes	241.928	172.000
Atualização monetária de processos judiciais	65.655	77.081
Provisões para processos judiciais e outros riscos	223.409	174.466
Juros sobre obrigações de arrendamento	14.880	8.750
Juros sobre empréstimos e financiamentos	617.188	503.614
Juros sobre operações com instrumento derivativo	137.630	338.683
Benefício pós-emprego	31.364	29.703
Baixa de ativo intangível	3.917	61.684
Baixa de ativo imobilizado	965	3.283
Tributos e contribuições sociais diferidos	(499.088)	(141.598)
Redução (aumento) dos ativos		
Contas a receber de clientes	(498.185)	(570.844)
Ativo financeiro setorial	-	106.989
Créditos a receber - subvenção e outros	(184.172)	10.161
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	8.347	229.281
Outros tributos compensáveis	240.917	99.327
Depósitos vinculados	(96.221)	(19.224)
Serviços em curso	6.963	9.123
Outros créditos	(5.674)	72.040
Redução (aumento) dos passivos		
Fornecedores	260.303	(154.293)
Outras obrigações fiscais	(31.592)	66.388
Salários, provisões e encargos sociais	463	6.765
Encargos setoriais	(17.813)	26.369
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	(362.984)	(224.852)
Passivo financeiro setorial	326.818	(60.369)
Geração distribuída	61.829	-
Outras obrigações	97.373	136.556
Pagamento de juros (encargos de dívidas), deduzido dos juros capitalizados	(85.666)	(309.532)
Pagamento de juros de obrigações por arrendamento	(15.403)	(14.094)
Pagamento de juros de obrigações com derivativo	(165.113)	(358.453)
Pagamento de outras obrigações com benefício pós-emprego	(51.840)	(46.597)
Pagamento de processos judiciais e outros riscos	(299.373)	(217.392)
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	1.131.116	207.326
Atividades de investimentos		
Adições para ativo imobilizado	(29.138)	(67.069)
Adições para ativo contratual	(1.293.422)	(1.084.602)
Títulos e valores mobiliários	120.880	7.980
Caixa líquido utilizado nas atividades de investimentos	(1.201.680)	(1.143.691)
Atividades de financiamentos		
Aumento de capital	1.265.589	300.000
Integralização de capital	(2.772)	-
Captação de empréstimos e financiamentos	990.777	2.727.388
Pagamento de empréstimos e financiamentos (principal)	(1.733.704)	(1.975.969)
Pagamento de obrigações por arrendamento (principal)	(38.496)	(6.958)
Pagamento de instrumento financeiro derivativo (principal)	(16.818)	(110.950)
Caixa líquido gerado nas atividades de financiamentos	464.576	933.511
Transações que não afetam caixa	(38.184)	(27)
Variação no caixa líquido	355.828	(2.881)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	65.262	68.143
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	421.090	65.262

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(valores expressos em milhares de reais)

	31.12.2024	31.12.2023
1. Receitas	13.164.625	11.780.098
Receita bruta de venda de energia e outras receitas	13.229.856	11.929.332
Fornecimento de energia elétrica	11.802.751	10.753.848
Outras receitas	133.683	90.918
Receita relativa à construção de ativos próprios	1.293.422	1.084.566
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(65.231)	(149.234)
2. Insumos adquiridos de terceiros	(7.359.471)	(6.431.768)
Materiais	(451.454)	(325.903)
Outros custos operacionais	(774.766)	(563.927)
Custo de energia comprada e transmissão	(4.698.419)	(4.123.198)
Serviço de terceiros	(1.434.832)	(1.418.740)
3. Valor adicionado bruto	5.805.154	5.348.330
4. Retenções	(835.210)	(711.924)
Depreciação e amortização	(835.210)	(711.924)
5. Valor adicionado líquido produzido pela entidade	4.969.944	4.636.406
6. Valor adicionado recebido em transferência	173.347	457.306
Receitas financeiras	173.347	457.306
7. Valor adicionado total a distribuir	5.143.291	5.093.712
8. Distribuição do valor adicionado	5.143.291	5.093.712
Pessoal	300.213	273.164
Remunerações	192.411	186.654
Participação dos trabalhadores nos lucros e resultados	16.415	22.308
Previdência privada	9.901	9.143
Auxílio alimentação	30.517	21.010
Convênio assistencial e outros benefícios	25.194	12.749
FGTS	11.899	9.744
Outros encargos sociais	13.876	11.556
Tributos (Governo)	3.380.358	3.618.229
Federais	(144.252)	328.164
Imposto de renda e contribuição social	(577.871)	(80.147)
COFINS	324.383	308.271
PIS	70.348	66.926
INSS	38.888	33.114
Estaduais	2.307.439	2.020.241
ICMS	2.307.439	2.020.241
Municipais	5.708	7.011
ISS	4.488	4.726
IPTU	1.675	1.352
Outros municipais	(455)	933
Encargos setoriais	1.211.463	1.262.813
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.032.300	1.188.168
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE	70.999	63.312
Encargos do consumidor - CCRBT	98.286	2.175
Taxa de fiscalização - ANEEL	9.878	9.158
Remuneração de capitais de terceiros	792.567	1.393.998
Juros	807.028	1.399.803
Aluguéis	(14.461)	(5.805)
Remuneração de capitais próprios	670.153	(191.679)
Dividendos a pagar	159.163	-
Reserva de lucro	477.490	-
Lucros retidos / prejuízos absorvidos	33.500	(191.679)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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”, controlada pela Enel Brasil S.A. (Enel Brasil), sendo esta, por sua vez, uma controlada indireta da Enel S.p.A. (sediada na Itália).

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.

A Companhia está autorizada a operar como 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 Companhia tem como área de concessão 66 municípios, sendo 65 no Estado do Rio de Janeiro e 1 no Estado de Minas Gerais.

O contrato de Concessão de Distribuição de energia elétrica nº 005/1996, tem prazo de duração de 30 anos, com vencimento em dezembro de 2026 (vide nota explicativa nº 1.3). 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 19 de março de 2023, e o último reajuste tarifário anual ocorreu em 19 de março de 2024 (nota explicativa nº 3).

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.

Plano de melhoria

Em setembro de 2024, a Companhia apresentou um plano estruturado de ações que visa reforçar a resiliência da sua rede elétrica para enfrentar os crescentes desafios climáticos. As medidas, que começam a ser implementadas de imediato pela Companhia, têm o objetivo de satisfazer as necessidades de fornecimento de energia dos consumidores.

Dentre as iniciativas apresentadas pela Companhia, além do reforço significativo das equipes de profissionais próprios que atuam em campo, foi destacada a intensificação das manutenções preventivas, o aumento do número de podas preventivas e modernização da rede elétrica.

Penalidades e ações judiciais

Em 15 de abril de 2024, a ANEEL emitiu AI - Auto de Infração nº 06/2024 determinando a aplicação de multa de R\$ 54.054 (R\$56.402 atualizado até 31 de dezembro de 2024), em decorrência de supostas infrações relacionadas ao evento climático ocorrido em novembro de 2023. Em 25 de abril de 2024, a Companhia ingressou com recurso na ANEEL, cumprindo o prazo estabelecido pelo regulador contra a aplicação do referido AI. Em 14 de novembro de 2024, o referido AI foi judicializado – vide nota explicativa nº 17.2.3, com a classificação de risco de perda como possível. Ainda relacionado ao evento climático, identificou-se o início de procedimentos administrativos e o ajuizamento de diversas ações judiciais de ordem individuais e coletivas. O efeito destas ações para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 foi avaliado de acordo com CPC 25

/ IAS 37 como risco de perda provável e possível, considerando opinião dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia - vide nota explicativa nº 17.2.3.

1.2 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 incluíram no âmbito das áreas administrativa e econômica, assim estabeleceu, por meio da Resolução Normativa nº 885/2020, critérios e procedimentos complementares para a gestão da CONTA-COVID, incluindo diretrizes para a contratação da operação financeira pela CCEE, e dentre outras medidas a obrigação de recolhimento de quotas mensais, com efeitos a partir dos processos tarifários de 2021, definidos de forma proporcional ao repasse de recursos observado para cada distribuidora.

Posteriormente, a ANEEL, observando a Medida Provisória nº 1.078/2021 e o Decreto nº 10.939/2022, 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, estabeleceu, por meio da Resolução Normativa nº 1.008/2022, critérios e procedimentos para gestão da Conta Escassez Hídrica, sendo estabelecidos os limites de empréstimo para cada concessionária. O pagamento do empréstimo aos bancos será feito através de cobrança tarifária no prazo de 54 meses, a partir dos processos tarifários de 2023.

Já em 2024, a Medida Provisória nº 1.212 definiu em seu Art. 4º a possibilidade de a CCEE negociar a antecipação dos recebíveis da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE relacionados as obrigações futuras da Eletrobras quanto aos aportes definidos na Lei nº 14.182/2021. Diante deste fato, em 4 de julho de 2024, o Governo Federal, por meio da Portaria Interministerial MME/MF nº 1, estabeleceu as diretrizes da operação, caracterizando a operação financeira como securitização de direitos creditórios, além disso definiu diretrizes complementares e aspectos tarifários relacionados às Contas Covid e Escassez Hídrica. Em 8 de agosto de 2024, por meio da correspondência CT-CCEE 18834/2024, a CCEE informou à ANEEL sobre a assinatura dos Documentos da Operação de antecipação dos recebíveis da CDE Eletrobras para fins de quitação da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica. Diante deste fato, as distribuidoras a partir de outubro de 2024 deixaram de pagar os empréstimos relativo a estas contas.

Em 24 de setembro de 2024, em reunião pública, foi aprovado pela ANEEL a Resolução Normativa nº 1.102, estabelecendo diretrizes para a fixação de quotas extraordinárias a serem arcadas pelas distribuidoras, em caso de eventual inadimplência pela Eletrobras dos recebíveis da CDE cedidos. Caso ocorra inadimplência, a ANEEL terá o prazo de 30 dias para fixar as quotas extraordinárias após o aviso, por parte da CCEE, do inadimplemento da Eletrobras.

1.3 Decreto 12.068/2024 e o novo contrato de concessão

Em 20 de junho de 2024, foi publicado o Decreto 12.068/2024, que apresenta as diretrizes para prorrogação das concessões de distribuição que se encerram entre 2025 e 2031. O referido decreto definiu os critérios de enquadramento para prorrogação do contrato, além de trazer diretrizes do novo contrato de concessão. Em 15 de outubro de 2024, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 027/2024, com o objetivo de obter subsídios para o aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões. A conclusão da referida Consulta e a consequente aprovação do novo Contrato de Concessão foram realizados pela ANEEL no dia 25 de fevereiro de 2025. A partir da publicação do novo Contrato de Concessão, as distribuidoras terão um prazo de 30 dias para apresentar à Agência o requerimento de prorrogação, o que é o intuito da Companhia.

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, que compreendem os pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC").

A Companhia aplicou e divulgou as políticas contábeis materiais 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 26 de fevereiro de 2025.

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 1º de janeiro de 2024

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 2024 estão evidenciadas a seguir e não resultaram em alterações materiais para as políticas contábeis materiais atualmente utilizadas pela Companhia:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



Pronunciamentos novos ou alterados	Natureza da alteração	Vigente para os períodos anuais iniciados em ou após
CPC 26/IAS 1 - Apresentação das Demonstrações Contábeis - Passivos não circulantes com cláusulas restritivas e classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes	Estabelece requisitos para classificação de passivo circulante e não circulante e passivo circulante com covenants.	1º de janeiro de 2024
CPC 06/IFRS 16 - Arrendamentos - Passivo de arrendamento em uma venda e arrendamento posterior	Define a responsabilidade de arrendamento em uma venda e relocação.	1º de janeiro de 2024
CPC 03/IAS 7 - Demonstração dos fluxos de caixa e CPC 40/IFRS 7 - Instrumentos financeiros - evidenciação - Acordos de financiamento de fornecedores	Define 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

2.3 Pronunciamentos novos ou alterados, mas ainda não vigentes

Uma série de novas normas contábeis serão efetivas para exercícios iniciados após 1º de janeiro de 2024, e ainda não estão em vigentes. A Companhia está avaliando os impactos dessas novas normas, e se aplicável aos negócios da Companhia, os pronunciamentos novos ou alterados serão adotados assim que sua adoção entrar em vigor.

As principais alterações estão descritas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



Pronunciamentos novos ou alterados	Natureza da alteração	Vigente para os períodos anuais iniciados em ou após
IFRS 18 - Apresentação e divulgação das demonstrações financeiras (o CPC ainda não se pronunciou como será a efetiva adesão ao IFRS 18, por uma nova norma ou alteração do CPC 26)	Demonstração do resultado: Classificar todas as receitas e despesas em cinco categorias: operacional, de investimento, de financiamento, de operações descontinuadas e de imposto de renda. As entidades também são obrigadas a apresentar um subtotal de lucro operacional recém-definido. O lucro líquido das entidades não mudará. As medidas de desempenho definidas pela administração (são divulgadas em uma única nota nas demonstrações financeiras. Orientações aprimoradas sobre como agrupar informações nas demonstrações financeiras. Usar o subtotal do lucro operacional como ponto de partida para a demonstração dos fluxos de caixa ao apresentar fluxos de caixa operacionais pelo método indireto.	1º de janeiro de 2027
CPC 02/IAS 21 - Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis - Ausência de conversibilidade	A 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 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros e CPC 40/IFRS 7 - Instrumentos financeiros: Evidenciação - Classificação e Mensuração de Instrumentos Financeiros	De acordo com as alterações, a empresa geralmente desreconhece suas contas a pagar na data de liquidação quando ela usa um sistema de pagamento eletrônico que atende a todos os seguintes critérios: (i) nenhuma capacidade prática de retirar, interromper ou cancelar a instrução de pagamento; (ii) nenhuma capacidade prática de acessar o dinheiro a ser usado para liquidação como resultado da instrução de pagamento; e (iii) o risco de liquidação associado ao sistema de pagamento eletrônico é insignificante. Requisitos de classificação e mensuração no IFRS 9 Instrumentos Financeiros – incluindo a classificação de ativos financeiros com um recurso vinculado a ESG. As novas alterações ajudarão as empresas a avaliar se os ativos financeiros com características ESG atendem ao critério de pagamentos somente de principal e juros.	1º de janeiro de 2026
		1º de janeiro de 2026

	Emenda sobre contas a receber pode levar a mudança na política contábil. As alterações do IASB eliminam o conflito entre o IFRS 9 e o IFRS 15 sobre o valor pelo qual um recebível comercial é inicialmente mensurado.	
Annual Improvements to IFRS Accounting Standards – Volume 11	Outras alterações incluem o desreconhecimento de passivos de arrendamento. Se um passivo de arrendamento for desreconhecido, então o desreconhecimento é contabilizado de acordo com o IFRS 9. Entretanto, quando um passivo de arrendamento é modificado, a modificação é contabilizada de acordo com o IFRS 16 Arrendamentos.	1º de janeiro de 2026
IFRS 19 - Subsidiárias sem responsabilidade pública: Divulgação	As subsidiárias que atualmente aplicam o IFRS para PMEs® Accounting Standard ou o GAAP local em suas demonstrações financeiras estatutárias não precisarão mais preparar dois conjuntos de contas para fins de relatórios de grupo se o IFRS 19 for aplicado. O IFRS 19 oferece às subsidiárias elegíveis uma maneira prática de abordar os problemas de divulgação excessiva, ao mesmo tempo em que reduz seus custos de relatórios – eliminando a necessidade de fornecer divulgações além das necessidades dos usuários ou de manter dois conjuntos separados de registros contábeis. Uma subsidiária que não tem responsabilidade pública e tem uma controladora que produz contas consolidadas de acordo com as Normas Contábeis IFRS, está autorizada a aplicar a IFRS 19.	1º de janeiro de 2027
IFRS 10 - Demonstrações financeiras consolidadas e na IAS 28 - Investimentos em coligadas e em empreendimentos em conjunto	Venda ou contribuição de ativos entre um investidor e a sua coligada ou empreendimento controlado em conjunto.	Data efetiva diferida por tempo indeterminado. Disponível para adoção opcional (somente IFRS)

2.4 Aplicação de julgamentos, estimativas e premissas contábeis materiais

As práticas contábeis e estimativas materiais da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

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 principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas 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 notas explicativas.

A seguir estão apresentadas as notas explicativas que contém informações sobre julgamentos e principais premissas realizadas:

Nota 6.2 – Perda esperada para crédito de liquidação duvidosa;
Nota 10.2 – Ativo financeiro da concessão;
Nota 10.3 – Intangível da concessão;
Nota 11 – Imobilizado;
Nota 16 – Obrigações com benefícios pós-emprego;
Nota 17 – Provisões para processos judiciais e outros riscos;
Nota 20.3 – Receita não faturada;
Nota 23 – Imposto de renda e contribuição social; e
Nota 25 – Instrumentos financeiros.

3. Alterações na legislação brasileira e assuntos regulatórios

3.1 Reajuste tarifário anual 2024

No dia 12 de março de 2024 a diretoria da ANEEL prorrogou as tarifas da Companhia do dia 15 de março de 2024 até uma nova decisão, já que nem todos os diretores da ANEEL estavam presentes na deliberação. Em 19 de março de 2024, a ANEEL, em reunião pública de sua diretoria, deliberou sobre o reajuste tarifário periódico de 2024 da Companhia, aplicado nas tarifas a partir de 20 de março de 2024 (Resolução Homologatória nº 3.312/2024) um reajuste de +1,19% composto por (i) reajuste econômico de +6,54%, sendo +4,87% de Parcela A, +1,67% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -5,35%. Considerando o componente financeiro considerado no último processo tarifário de +2,26%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +3,45%, sendo +4,97% e +3,00% para alta e baixa tensão, respectivamente.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste tarifário

Encargos setoriais	0,88%
Energia comprada	1,46%
Encargos de transmissão	2,48%
Receita irrecuperável	0,05%
Parcela A	4,87%
Parcela B	1,67%
Reajuste econômico	6,54%
CVA total	-0,12%
Outros itens financeiros	-5,23%
Reajuste financeiro	-5,35%
Índice de reajuste total	1,19%
Componentes financeiros do processo anterior	2,26%
Efeito para o consumidor	3,45%

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

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em +7,41%, representando +4,87% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em +4,88%, representando uma participação de +1,67% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IPCA de +4,40% no período de 12 meses findos em fevereiro de 2024; e
- Fator X de +0,24%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,269%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de +0,267%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -0,300%.

Componentes financeiros: Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante negativo de R\$ 420.000, dentre os quais destacam-se: R\$ 9.000, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”); negativos da sobrecontratação de R\$ 41.000; e negativo de PIS/COFINS de R\$ 553.000; sendo estes valores parcialmente compensados por componentes de neutralidade dos encargos setoriais positivo de R\$ 23.000; RTE da COVID de R\$ 181.000; e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 200.000.

Bandeira tarifária

Por meio da Resolução Homologatória nº 3.306/2024 a ANEEL estabeleceu novos valores para os patamares de acionamento das bandeiras tarifárias, vigentes a partir de 1º de abril de 2024, sendo:

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

Durante o ano de 2024, a ANEEL autorizou o acionamento das bandeiras tarifárias em alguns momentos, o que gerou variações nas tarifas de energia elétrica da Companhia. De janeiro a junho, a bandeira tarifária foi verde, indicando condições favoráveis de geração de energia elétrica. Em julho, com o agravamento dos níveis dos reservatórios à bandeira amarela foi acionada, elevando às tarifas de energia em R\$ 1,885 para cada 100 kWh consumidos. Porém, em agosto, as previsões hídricas melhoraram voltando a bandeira ser verde. Já o mês de setembro foi marcado por previsões hídricas críticas ocasionado o acionamento da bandeira vermelha patamar 1, com um custo adicional de R\$ 4,463 para cada 100 kWh consumidos. Às previsões hídricas e de clima pioraram em outubro o que se configurou no acionamento da bandeira vermelha patamar 2, elevando às tarifas de energia em R\$ 7,877 para cada 100 kWh consumidos. Em novembro as condições dos reservatórios apresentaram uma melhora significativa, mas ainda sendo preciso ser acionada a bandeira amarela. Já em dezembro os reservatórios voltaram aos patamares considerados suficientes para geração hídrica e assim a bandeira tarifária acionada foi a verde.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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

**4. Caixa e equivalentes de caixa**

	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e contas correntes bancárias	7.012	27.391
<u>Aplicações financeiras</u>		
CDB (Aplicações diretas)	26.506	25.884
Operações compromissadas	387.572	887
	421.090	54.162
<u>Fundos não exclusivos</u>		
Fundos de investimentos abertos	-	11.100
	-	11.100
Total	421.090	65.262

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 compromissadas e 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 2024, os certificados de depósitos bancários e operações compromissadas foram remunerados em média a 99,59% e 91,25% do CDI, respectivamente (100,32% e 89,89% do CDI, respectivamente, em 31 de dezembro de 2023).

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 atualização 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 2024 e 2023 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 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

31 de dezembro de 2024

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



	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Fundos de investimentos não exclusivos	5.1	-	120.888
		-	120.888
Fundos de investimentos exclusivos	5.2		
Operações compromissadas		80	-
Títulos públicos		37	110
LF - Letra Financeira		5	4
		122	114
Total		122	121.002

5.1 Fundos de investimento não exclusivos: Estes fundos de investimento não exclusivo, são 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.

5.2 Fundos de investimento exclusivos: O saldo refere-se a fundo exclusivo das empresas do Grupo Enel, no qual a Companhia é uma das cotistas e apresenta 0,01% de representatividade sobre o total do fundo em 31 de dezembro de 2024 (0,08% em 31 de dezembro de 2023).

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 2024. As aplicações em fundos de investimento foram remuneradas no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, em média, a 100,25% do CDI (93,06% do CDI em 31 de dezembro de 2023).

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

Receita não faturada (RNF): 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 20.2.3.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



6.1 Consumidores, revendedores e outros

A composição do saldo de consumidores e outras contas a receber é como segue:

	A vencer	Vencidos							
		até 60 dias	de 61 a 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	mais de 360 dias	Total	PECLD	31.12.2024
Classe de consumidores									
Residencial	226.997	224.787	46.182	119.564	208.501	1.311.472	2.137.503	(1.257.385)	880.118
Industrial	20.562	6.305	1.078	2.097	3.288	23.269	56.599	(20.977)	35.622
Comercial	70.823	38.492	7.027	15.836	32.823	204.801	369.802	(151.347)	218.455
Rural	6.506	6.810	779	1.678	4.458	19.908	40.139	(13.621)	26.518
Poder público	38.640	26.730	7.155	15.134	22.398	80.854	190.911	(32.247)	158.664
Iluminação pública	32.219	13.530	3.551	5.211	7.460	129.639	191.610	(39.404)	152.206
Serviço público	11.527	2.117	349	635	1.999	5.106	21.733	(1.390)	20.343
Fornecimento faturado	407.274	318.771	66.121	160.155	280.927	1.775.049	3.008.297	(1.516.371)	1.491.926
Receita não faturada	696.915	-	-	-	-	-	696.915	(1.169)	695.746
Parcelamento de débitos	220.633	15.303	12.557	28.508	202.533	216.949	696.483	(191.678)	504.805
Compartilhamento - uso mútuo	10.283	1.086	321	4.879	14.074	52.667	83.310	(37.975)	45.335
Agente de cobrança da iluminação pública	2.771	907	862	2.436	4.895	22.724	34.595	(10.319)	24.276
Suprimento de energia	596	-	-	-	-	-	596	-	596
Total	1.338.472	336.067	79.861	195.978	502.429	2.067.389	4.520.196	(1.757.512)	2.762.684
		</							

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

(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			
Classe 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

6.2 Perda esperada para créditos 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.

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:

	Contas a receber de clientes	Outros ativos	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	(1.542.822)	(23.586)	(1.566.408)
Provisões	(284.267)	(36.967)	(321.234)
Perda	135.833	37.742	173.575
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(1.691.256)	(22.811)	(1.714.067)
Provisões	(308.185)	1.026	(307.159)
Perda	241.929	-	241.929
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(1.757.512)	(21.785)	(1.779.297)

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 perda esperada em contas a receber abrange a melhor estimativa da Companhia e 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 são mensurados e 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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



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, pix e parcerias com meios de pagamentos digitais, inclusive com opções de parcelamentos para as contas de energia vencidas.

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

	31.12.2024	31.12.2023
Provisões	(307.159)	(321.234)
Total	(307.159)	(321.234)

Mudança de estimativa contábil

Em 2024 a Companhia implementou duas mudanças no modelo de cálculo na PECLD, em virtude das melhorias observadas nos indicadores de performance de recuperação de crédito:

i) Alteração da probabilidade de perda (*Probability of Default* - PD) para a categoria de Receita Não Faturada a fim de refletir o risco de inadimplência associado a esta categoria, o qual difere do risco atribuído às faturas emitidas que vinha sendo aplicado no modelo anterior; e

ii) Extensão dos dados históricos para observação da taxa de recuperação (*recovery rate*) e da probabilidade de inadimplência (*probability of default* - PD), na visão de que a extensão dos dados históricos de 36 meses para 48 meses torna o cálculo da perda advinda da inadimplência ("LGD") mais estável, uma vez que o peso relativo de cada novo intervalo de tempo passa a refletir com maior clareza na recuperação de créditos através da adição de mais um período no cálculo. A ampliação do histórico para 48 meses e possibilidade de observar a performance após 3 anos, permitiu a captura pelo modelo das recuperações de faturas do período da pandemia, afetada pela queda da renda da população e pela redução das atividades de cobrança das distribuidoras (principalmente ações de corte), registradas em 2023 e 2024 após a normalização das condições operacionais e econômicas.

Esta atualização na metodologia reflete o comportamento observado nos últimos anos e expectativa da Companhia de forma prospectiva. Não constitui uma correção de erro, mas sim um aprimoramento das estimativas baseado em maior experiência, dados mais robustos e técnicas estatísticas avançadas, mantendo a integridade e a substância das informações financeiras anteriormente apresentadas.

Esta melhoria está alinhada ao estabelecido no CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, e o efeito de mudança na estimativa contábil foi reconhecido de forma prospectiva a partir de outubro de 2024. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, o impacto das alterações dos itens i e ii, foi uma redução da PECLD de aproximadamente R\$126.558.

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 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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



receitas" denominadas como Subvenção CDE em uma base sistemática durante os períodos em que o faturamento ocorre, quando se torna recebível, vide quadro abaixo:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Baixa renda - subsídio CDE		47.433	21.378
Subsídio CDE mensal - ciclo corrente	7.1	26.539	-
CDE a devolver - diferença ciclo anterior		(6.762)	4.570
CDE a devolver - diferença ciclo corrente	7.2	115.205	(27.705)
Bônus - redução voluntária de consumo		5.609	5.609
Total		188.024	3.852

7.1 Em dezembro de 2023, 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, este processo não foi realizado em dezembro de 2024.

7.2 Aumento dos valores de previsão de ajuste CDE ciclo corrente, devido a diferença entre os descontos/subsídios concedidos, e o valor de repasse mensal da CDE.

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 2024 e 2023.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
31 de dezembro de 2024
(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:

	Nota	31.12.2023	Adição	Amortização	Recebimento CDE Eletrobrás	Recebimento bandeiras tarifárias	Remuneração	31.12.2024	Valores em amortização	Valores em constituição	Passivo circulante	Passivo não circulante
Compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA												
Aquisição de energia - CVA energia	8.1	(273.357)	(91.544)	226.903	-	74.158	(26.163)	(90.003)	(42.639)	(47.364)	(80.399)	(9.604)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA		(1.141)	(2.408)	3.223	-	-	(191)	(517)	(517)	-	(517)	-
Transporte de energia pela rede básica		101.332	71.915	(93.360)	-	-	10.805	90.692	14.959	75.733	75.338	15.354
Transporte de energia - Itaipu		21.548	(1.272)	(17.141)	-	-	1.844	4.979	4.318	661	4.845	134
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR		73.677	67.819	(52.817)	-	(46.838)	7.783	49.624	19.436	30.188	43.504	6.120
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		10.557	(93.797)	(9.571)	-	-	(1.291)	(94.102)	72	(94.174)	(75.009)	(19.093)
		(67.384)	(49.287)	57.237	-	27.320	(7.213)	(39.327)	(4.371)	(34.956)	(32.238)	(7.089)
Demais passivos financeiros setoriais												
Neutralidade da parcela A		90.243	(64.671)	(23.698)	-	-	(4.447)	(2.573)	3.914	(6.487)	(1.258)	(1.315)
Sobrecontratação de energia		(27.896)	(15.262)	9.847	-	-	(5.071)	(38.382)	(6.863)	(31.519)	(31.992)	(6.390)
Diferimento - devoluções tarifárias		(34.917)	(41.900)	31.214	-	-	2.700	(42.903)	(5.247)	(37.656)	(35.269)	(7.634)
Bandeiras tarifárias não homologadas		(2.686)	(16.940)	-	-	(24.067)	-	(43.693)	-	(43.693)	(43.693)	-
Risco hidrológico		(211.487)	(201.494)	212.706	-	-	(9.921)	(210.196)	(36.460)	(173.736)	(174.973)	(35.223)
Bandeira escassez hídrica	8.2	65.558	-	(65.558)	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisão tarifária extraordinária	8.3	177.057	-	(151.020)	-	-	4.167	30.204	30.204	-	30.204	-
Outros		(68.200)	27.204	78.247	(33.737)	-	28.845	32.359	10.941	21.418	28.016	4.343
		(12.328)	(313.063)	91.738	(33.737)	(24.067)	16.273	(275.184)	(3.511)	(271.673)	(228.965)	(46.219)
Total		(79.712)	(362.350)	148.975	(33.737)	3.253	9.060	(314.511)	(7.882)	(306.629)	(261.203)	(53.308)

8.1 Aquisição de Energia – (CVAenergia): a redução do diferimento passivo, está relacionado a variação do custo médio de aquisição de energia em relação a cobertura tarifária. No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, o custo médio dos contratos foi de R\$ 218,14 e cobertura tarifária de R\$ 238,79, contra custo médio dos contratos R\$ 234,97 no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, e cobertura tarifária de R\$ 247,53 – valor das tarifas em reais;

8.2 Financeiro de escassez hídrica: Conforme definido na Resolução nº 3/2021, da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidro energética (CREG), no processo tarifário ocorrido em março de 2023, foi considerado um financeiro negativo para retirar o efeito dos custos ainda não cobertos pelas Bandeiras. O referido financeiro negativo, dividido em componentes de energia e ESS, foi contemplado no processo tarifário subsequente, devidamente atualizado pela taxa Selic e amortizado 100% do seu valor ao longo do período de abril de 2023 a março de 2024, sendo que no primeiro trimestre de 2024 foram amortizadas as 3 últimas parcelas do processo no montante de R\$ 65.558.

8.3 Revisão tarifária extraordinária: Para o ano de 2023 conforme resolução homologatória Nº 3.279, de 17 de outubro de 2023 houve a constituição da revisão tarifária extraordinária no montante de R\$ 133.852 de principal e R\$ 43.205 de correção, na qual durante o ciclo tarifário 2024 foram amortizados um total de R\$ 151.020 e R\$ 4.167 de correção, restando um saldo residual a ser amortizado no próximo trimestre de R\$ 30.204.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
31 de dezembro de 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	Nota	31.12.2022	Adição	Amortização	Recebimento CDE Eletrobrás	Recebimento bandeiras tarifárias	Remuneração	31.12.2023	Valores em amortização	Valores em constituição	Passivo circulante	Passivo não circulante
<u>Compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA</u>												
Aquisição de energia - CVA energia	8.1	(242.480)	(181.018)	192.583	-	17.437	(59.879)	(273.357)	(47.933)	(225.424)	(227.162)	(46.195)
Programa de Incentivo as Fontes Alternativas - PROINFA		2.496	(6.042)	2.902	-	-	(497)	(1.141)	(1.141)	-	(1.141)	-
Transporte de energia pela 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
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR		(43.632)	97.709	46.386	-	(20.592)	(6.194)	73.677	(20.584)	94.261	54.361	19.316
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		60.785	(1.813)	(52.878)	-	-	4.463	10.557	9.377	1.180	10.315	242
		(164.359)	18.573	134.535	-	(3.155)	(52.978)	(67.384)	(51.481)	(15.903)	(64.124)	(3.260)
<u>Demais passivos financeiros setoriais</u>												
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		119.432	(47.616)	(99.800)	-	-	88	(27.896)	24.468	(52.364)	(17.166)	(10.730)
Diferimento - 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)
Bandeira escassez hídrica	8.2	307.096	58.010	(327.785)	-	-	28.237	65.558	65.558	-	65.558	-
Outros		(251.229)	174.388	166.904	(17.000)	-	35.794	108.857	(39.967)	148.824	78.360	30.497
		24.278	7.747	(81.144)	(17.000)	-	53.791	(12.328)	18.804	(31.132)	(6.500)	(5.828)
Total		(140.081)	26.320	53.391	(17.000)	(3.155)	813	(79.712)	(32.677)	(47.035)	(70.624)	(9.088)

9. Imposto de renda, contribuição social e outros tributos compensáveis

Em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, os montantes de imposto de renda e contribuição social a compensar estão apresentados, conforme quadro a seguir:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
<u>Imposto de renda e contribuição social compensáveis</u>			
Imposto de renda	9.1	106.600	88.463
Contribuição social		28.739	18.370
Imposto de renda retido na fonte - IRRF		4.589	4.176
Total		139.928	111.009

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

		31.12.2024		31.12.2023	
	Nota	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
ICMS		73.107	39.649	10.336	39.648
Lei complementar nº 102/00		56.060	81.492	113.468	86.756
Pis e Cofins		38.972	-	36.581	-
Pis e Cofins (ICMS)	9.2	534.834	2.148.696	419.761	2.507.177
Outros tributos		1.890	-	1.890	-
Total		704.863	2.269.837	582.036	2.633.581

9.1 Sobre o saldo de R\$ 106.600, está contemplado o montante de R\$ 78.783, referente ao imposto a compensar no montante de saldo negativo referente a reapuração do ano de 2022 e 1º e 2º trimestres do ano de 2023, conforme detalhado na nota explicativa nº 23.1.

9.2 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).

10. Contrato 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.

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

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 19 de março de 2023, e o Reajuste Tarifário ocorreu em 19 de abril de 2024 (vide nota explicativa nº 3).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	10.1	950.857	975.888
Ativo financeiro indenizável (concessão)	10.2	8.348.889	7.259.520
Intangível	10.3	2.033.698	2.225.698
Total		11.333.444	10.461.106

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.

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

	Custo	(-) Obrigações especiais	Total
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
Transferências para o ativo intangível	(491.904)	-	(491.904)
Transferências para o ativo financeiro	(556.217)	-	(556.217)
Transferências do ativo imobilizado	27	-	27
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.034.876	(58.988)	975.888
Adições	1.293.422	-	1.293.422
Transferências para o ativo intangível	(598.845)	-	(598.845)
Transferências para o ativo financeiro	(719.608)	-	(719.608)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.009.845	(58.988)	950.857

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).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



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.

A movimentação do ativo indenizável da concessão é como segue:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Saldo inicial		7.259.520	6.412.960
Transferências do ativo contratual		719.608	556.217
Atualização financeira - revisão tarifária	10.2.1	-	60.396
Reclassificação para ativo intangível - revisão tarifária	10.2.1	-	(53.710)
Atualização ativo indenizável		369.761	283.657
Saldo final		8.348.889	7.259.520

10.2.1 De acordo com a nova Base de Remuneração Regulatória homologada pela ANEEL, na revisão tarifária ocorrida em março de 2023, foi (i) reconhecido o valor de R\$ 60.396 com a contrapartida, de atualização do ativo financeiro da concessão, no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2023 (vide nova explicativa nº 20); e (ii) reclassificação para o ativo intangível no valor de R\$ 53.710.

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 2024 e 2023.

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

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.

Premissas de Projeção

As projeções financeiras seguem o modelo tarifário vigente e a dinâmica do mercado da concessão. As receitas consideram o crescimento econômico da região, a expansão da base de clientes e o repasse de custos com compra e transmissão de energia, encargos setoriais, tributos e inflação.

Os custos operacionais são estimados com base nos contratos vigentes, condições de mercado, inflação e eficiência operacional. As despesas administrativas refletem a expansão do mercado e a execução de atividades programadas. Os investimentos buscam garantir a infraestrutura necessária para a qualidade e confiabilidade dos serviços.

O período de projeção vai até 2027. Após 2027, as projeções seguem índices macroeconômicos, incluindo inflação.

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
31 de dezembro de 2024
(E em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A composição do saldo de ativos intangíveis é como segue:

	Em serviço			31.12.2024	31.12.2023
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Total	Total
Direito de uso da concessão	7.191.329	(5.437.117)	(66.425)	1.687.787	1.933.996
Software	796.505	(451.579)	-	344.926	290.562
Bens de renda	21.876	(20.891)	-	985	1.140
Total	8.009.710	(5.909.587)	(66.425)	2.033.698	2.225.698

A movimentação do ativo intangível é como segue:

		Em serviço			
	Nota	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022		7.292.413	(4.754.187)	(108.644)	2.429.582
Baixas		(395.887)	334.203	-	(61.684)
Transferências do ativo contratual		491.904	-	-	491.904
Transferências do ativo financeiro da concessão - revisão tarifária	10.2.1	53.710	-	-	53.710
Amortizações		-	(708.911)	21.097	(687.814)
Saldo em 31 de dezembro de 2023		7.442.140	(5.128.895)	(87.547)	2.225.698
Baixas		(32.192)	28.275	-	(3.917)
Transferências do ativo contratual		598.845	-	-	598.845
Transferências do ativo imobilizado		917	-	-	917
Amortizações		-	(808.967)	21.122	(787.845)
Saldo em 31 de dezembro de 2024		8.009.710	(5.909.587)	(66.425)	2.033.698

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



As principais taxas de amortização que refletem a expectativa de vida útil econômica e financeira dos ativos, são as seguintes:

Distribuição	%
Direito de uso da concessão	20,00%
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%

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

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.

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, 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 2024

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



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

	31.12.2023	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	31.12.2024
<u>Imobilizado em serviço</u>						
Terrenos	515	-	-	(120)	-	395
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	38.154	-	-	(382)	-	37.772
Máquinas e equipamentos	33.872	-	-	(57)	15.660	49.475
Veículos	2.695	-	-	-	-	2.695
Móveis e utensílios	31.676	-	-	(835)	2.962	33.803
	106.912	-	-	(1.394)	18.622	124.140
<u>Depreciação acumulada</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	(14.428)	-	(1.103)	382	-	(15.149)
Máquinas e equipamentos	(11.188)	-	(4.902)	177	-	(15.913)
Veículos	(2.294)	-	(85)	-	-	(2.379)
Móveis e utensílios	(24.554)	-	(1.879)	787	-	(25.646)
	(52.464)	-	(7.969)	1.346	-	(59.087)
<u>Imobilizado em curso</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	39.633	6.407	-	-	-	46.040
Máquinas e equipamentos	34.673	19.140	-	(917)	(16.605)	36.291
Veículos	594	-	-	-	-	594
Móveis e utensílios	8.104	3.458	-	-	(2.017)	9.545
	83.004	29.005	-	(917)	(18.622)	92.470
Total do imobilizado	137.452	29.005	(7.969)	(965)	-	157.523
<u>Ativo de direito de uso</u>						
Terrenos	344	27	(22)	(86)	-	263
Imóveis	46.715	3.222	(9.202)	(2.535)	-	38.200
Veículos	15.922	93.121	(30.172)	-	-	78.871
	62.981	96.370	(39.396)	(2.621)	-	117.334
Total	200.433	125.375	(47.365)	(3.586)	-	274.857

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



	31.12.2022	Adoção inicial	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	31.12.2023
<u>Imobilizado em serviço</u>							
Terrenos	515	-	-	-	-	-	515
Edif. Ob. Cíveis 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
	156.722	-	-	-	(51.705)	1.895	106.912
<u>Depreciação acumulada</u>							
Edif. Ob. Cíveis 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)
	(93.981)	-	-	(6.884)	48.401	-	(52.464)
<u>Imobilizado em curso</u>							
Edif. Ob. Cíveis 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
	22.306	-	62.572	-	21	(1.895)	83.004
Total do imobilizado	85.047	-	62.572	(6.884)	(3.283)	-	137.452
<u>Ativo de direito de uso</u>							
Terrenos	374	-	-	(30)	-	-	344
Imóveis	50.955	-	6.513	(10.753)	-	-	46.715
Veículos	3.735	-	18.630	(6.443)	-	-	15.922
	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 2024

(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:

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

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 em 31 de dezembro de 2024:

Ativo de direito de uso	Prazo médio contratual remanescente (anos)
Terrenos	4,33
Imóveis	3,17
Veículos	2,00

12. Fornecedores

A Companhia utiliza o método de custo amortizado para reconhecimento e mensuração dos saldos de fornecedores, conforme indicado na nota explicativa nº 25.

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Compra de energia		410.473	414.094
Compra de energia - partes relacionadas	24	6.525	5.174
Encargo de uso da rede		145.744	150.701
		562.742	569.969
Materiais e serviços		685.575	339.781
Materiais e serviços - partes relacionadas	24	97.142	175.406
		782.717	515.187
Total		1.345.459	1.085.156

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. Em 31 de dezembro de 2024, o montante destas operações é de R\$ 85.234 (R\$ 80.251 em 31 de dezembro de 2023).

13. 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.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



	31.12.2024	31.12.2023
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	4.623	36.565
Programa de Eficiência Energética - PEE	60.950	64.752
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	72.179	64.044
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico- FNDCT	2.619	1.243
Ministério de Minas e Energia - MME	1.086	1.220
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	837	752
Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias - CCRBT	8.469	-
Total	150.763	168.576
Circulante	70.858	102.752
Não circulante	79.905	65.824

14. Empréstimos e financiamentos

Os saldos de empréstimos e financiamentos são registrados pelo custo amortizado - vide nota explicativa nº 25.1.1.

14.1 Os saldos de empréstimos e financiamentos são compostos da seguinte forma:

	Nota	Circulante			Não circulante			31.12.2024 Total circulante + não circulante	Circulante			Não circulante		31.12.2023 Total circulante + não circulante
		Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total		Principal	Encargos	Total	Principal	Total	
Moeda nacional - partes relacionadas														
	24													
	Enel Brasil Mútuo	2.056.635	535.985	2.592.620	1.000.147	179.554	1.179.701	3.772.321	3.182.012	433.341	3.615.353	-	-	3.615.353
	CDSA	40.222	6.089	46.311	-	-	-	46.311	40.220	999	41.219	-	-	41.219
	Enel Cien	202.271	34.320	236.591	-	-	-	236.591	202.271	7.793	210.064	-	-	210.064
	Enel Finance International N.V. I e II	-	-	-	-	-	-	-	750.000	2.141	752.141	-	-	752.141
		2.299.128	576.394	2.875.522	1.000.147	179.554	1.179.701	4.055.223	4.174.503	444.274	4.618.777	-	-	4.618.777
Moeda estrangeira														
		228.493	1.344	229.837	-	-	-	229.837	-	1.051	1.051	178.646	178.646	179.697
	Scotiabank 4131 III	137.099	674	137.773	-	-	-	137.773	-	518	518	107.187	107.187	107.705
	Scotiabank 4131 IV	365.592	2.018	367.610	-	-	-	367.610	-	1.569	1.569	285.833	285.833	287.402
Moeda estrangeira - partes relacionadas														
	24													
	Enel Finance International N.V. III, IV,V, VI, VII, VIII	296.293	17.188	313.481	-	-	-	313.481	779.144	16.657	795.801	250.251	250.251	1.046.052
		296.293	17.188	313.481	-	-	-	313.481	779.144	16.657	795.801	250.251	250.251	1.046.052
Total		2.961.013	595.600	3.556.613	1.000.147	179.554	1.179.701	4.736.314	4.953.647	462.500	5.416.147	536.084	536.084	5.952.231

14.2 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 2024:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
Enel Brasil Mútuo 74	101.114	02/01/24	01/01/26	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 76	90.679	15/02/24	15/02/25	CDI + 1,12%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



(b) Empréstimos e financiamentos obtidos em exercícios anteriores e liquidados no exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
Enel Finance International N.V. V (c/ Swap)	306.765	03/09/21	03/09/24	CDI + 1,53%	Bullet	Anual	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 75	798.984	19/01/24	18/12/24	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Finance International N.V. VI (c/ Swap)	257.600	13/10/21	14/10/24	CDI + 1,59%	Bullet	Anual	Capital de Giro	N/A
Enel Finance International N.V. VII (c/ Swap)	347.881	14/12/21	16/12/24	CDI + 1,65%	Bullet	Anual	Capital de Giro	N/A

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



(c) Empréstimos e financiamentos obtidos em exercícios anteriores e vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
Enel Brasil Mútuo 55	750.000	07/07/20	07/07/25	CDI + 2,27%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Scotiabank III	200.000	01/02/21	03/02/25	CDI + 1,393%	Bullet	Semestral	Capital de Giro	Enel Brasil
Scotiabank IV	120.000	26/02/21	26/02/25	CDI + 1,393%	Bullet	Semestral	Capital de Giro	Enel Brasil
Enel Brasil Mútuo 59	76.599	23/12/22	22/12/26	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 60	30.233	26/12/22	25/12/26	CDI + 1,35%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 61	14.106	28/12/22	27/12/25	CDI + 1,35%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Finance International N.V. X (c/ Swap)	262.103	03/01/23	03/01/25	CDI + 5,76%	Bullet	Anual	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 62	30.203	16/02/23	16/01/27	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 63	70.482	17/04/23	16/04/25	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 64	45.295	25/04/23	24/04/25	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 65	350.836	10/07/23	09/05/26	CDI + 1,00%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 66	256.712	07/08/23	06/06/26	CDI + 1,30%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 67	30.342	14/08/23	13/07/27	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 68	50.567	15/08/23	14/07/27	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 69	23.259	17/08/23	16/07/27	CDI + 1,35%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo I Ampla - CIEN	70.794	25/08/23	24/08/25	CDI + 1,67%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo II Ampla - CIEN	91.018	15/09/23	14/09/25	CDI + 1,57%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo III Ampla - CIEN	40.459	16/10/23	15/10/25	CDI + 1,42%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo II Ampla - CDSA	40.220	19/10/23	18/10/25	CDI + 1,00%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 70	50.282	17/11/23	17/05/27	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 71	50.580	22/12/23	21/12/25	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 72	1.213.670	27/12/23	26/12/25	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 73	50.567	28/12/23	27/12/25	CDI + 1,15%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



As operações de mútuo com a Cien, CDSA e a controladora Enel Brasil, que tinham vencimento em setembro e dezembro de 2024, respectivamente, foram prorrogadas de acordo com os termos de aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do Conselho de Administração da Companhia, e com condições estabelecidas em processo realizado de acordo com as boas práticas de mercado.

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

	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Moeda nacional				
CDI	4.055.223	85,62%	4.618.777	77,60%
Moeda estrangeira				
Dólar	367.610	7,76%	287.402	4,83%
Euro	313.481	6,62%	1.046.052	17,57%
Total	4.736.314	100,00%	5.952.231	100,00%

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 por valores em reais. Os custos das operações de swap pactuadas encontram-se descritos a seguir:

Empréstimo**Custo Swap**

SCOTIABANK S.A III

USD + 1,3930%aa CDI +
1,48% aa

SCOTIABANK S.A IV

USD + 1,3930%aa CDI +
1,48% aa

Enel Finance International N.V. III, IV, V, VI, VII, VIII

EUR + 5,76%aa CDI +
2,59% aa**14.4 Os indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram a seguinte variação:**

Indexador	Nota	31.12.2024 %
CDI	(a)	12,15%

(a) Índice do último dia do exercício

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



14.5 A movimentação da dívida é como segue:

Nota	Moeda Nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
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	-	98.058	-	503.650
Encargos pagos	(222.581)	-	(86.987)	-	(309.568)
Variação cambial e monetária	-	-	(27.073)	(104.569)	(131.642)
Transferências	1.796.999	(1.796.999)	738.498	(738.498)	-
Pagamentos / amortizações	(451.606)	-	(1.524.363)	-	(1.975.969)
Marcação a mercado - dívida	-	-	(33.813)	-	(33.813)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	4.618.777	-	797.370	536.084	5.952.231
Captações	990.777	-	-	-	990.777
Encargos provisionados	585.961	-	31.227	-	617.188
Encargos pagos	(52.607)	-	(33.059)	-	(85.666)
Variação cambial e monetária	-	-	247.157	-	247.157
Transferências	(1.179.701)	1.179.701	536.084	(536.084)	-
Pagamentos / amortizações	(838.274)	-	(895.430)	-	(1.733.704)
Marcação a mercado - dívida	-	-	(2.258)	-	(2.258)
Capitalizações	14.5.1	(1.249.411)	-	-	(1.249.411)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.875.522	1.179.701	681.091	-	4.736.314

14.5.1 Em 21 de novembro de 2024, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia o aumento do capital social, pelo acionista controlador, com créditos referentes aos contratos de mútuos com a Enel Brasil 75 e 55 nos montantes de R\$ 863.248 e R\$ 348.895 respectivamente, totalizando R\$ 1.212.143 líquido do imposto de renda. Para mais detalhes, vide nota explicativa nº 18.1.

14.6 Compromissos financeiros – Cláusulas restritivas (Covenants):

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, não há contratos com cláusulas financeiras restritivas (covenants).

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.

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 de 2023, foi publicada Medida Provisória 1202/23, regulamentada pela Portaria Normativa do MF nº 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 referida Medida Provisória foi convertida na Lei nº 14.873 de 28 de maio de 2024.

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 (MP 1202/23 e PN MF 14/24). Até 31 de dezembro de 2024 o total compensado pela Companhia foi de R\$ 1.181.907 (R\$ 766.243 em 31 de dezembro de 2023).

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, 2023 e 2024 já contemplam a devolução parcial de tais valores.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, o total devolvido aos consumidores foi de R\$ 535.241 (R\$ 457.860 em 31 de dezembro de 2023).

A seguir é apresentado o resumo dos impactos:

	31.12.2024	31.12.2023
<u>PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar</u>		
Ativo circulante	534.834	419.761
Ativo não circulante	2.148.696	2.507.177
Total do ativo	2.683.530	2.926.938
<u>PIS/COFINS - consumidores a restituir</u>		
Passivo circulante	392.860	380.399
Passivo não circulante	2.258.843	2.634.288
Total do passivo	2.651.703	3.014.687
<u>Receita financeira</u>		
(+) PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	172.257	233.008
(-) PIS/COFINS - consumidores a restituir	(172.257)	(233.008)
Impacto líquido	-	-

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

	Nota	Ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2022		3.164.281	3.239.539
Atualização		233.008	233.008
Compensação		(470.351)	-
Devolução aos consumidores		-	(457.860)
Saldo em 31 de dezembro de 2023		2.926.938	3.014.687
Atualização	23.1	172.257	172.257
Compensação		(423.614)	-
Devolução aos consumidores		-	(535.241)
Outros - ajuste de créditos	15.1	7.949	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024		2.683.530	2.651.703

15.1 O valor de R\$ 7.949 refere-se aos créditos ocorridos em 27 de fevereiro de 2024 e 21 de novembro de 2024, oriundos de retificações a maior, referente aos pedidos de compensações realizados a maior em 24 de março de 2022 e 22 de julho de 2022.

16. Obrigações com benefícios 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 2024, 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.

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 Brasieltros, 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 - Brasieltros, 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\$ 220 para cobertura das despesas administrativas.

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 2024, os saldos dos contratos de confissão de dívida assumidos pela Companhia com o PACV totalizam a quantia de R\$ 88.678 (R\$ 109.920 em 31 de dezembro de 2023), 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.

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

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.

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.

Informações relevantes dos benefícios pós-emprego

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



	31.12.2024	31.12.2023
<u>Obrigações com benefícios pós-emprego</u>		
Valor presente das obrigações atuariais	1.155.103	1.402.429
Valor justo dos ativos do plano	(1.114.820)	(1.122.113)
Efeito do limite para reconhecimento do ativo	172.556	24.423
Total	212.839	304.739

Movimentação contábil do passivo registrado, aberto por plano, é como segue:

	PCA	PACV	Plano Médico	FGTS na aposentadoria	Total
Saldo 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
Custo do serviço corrente	(22)	227	1.835	672	2.712
Custo dos juros líquidos	730	10.882	15.677	1.363	28.652
Contribuições reais do empregador	-	(19.060)	(32.529)	(251)	(51.840)
Ganho (perda) atuarial	(7.955)	(19.219)	(44.839)	589	(71.424)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	88.682	105.710	18.447	212.839

b) Movimentação do valor presente das obrigações atuariais:

	31.12.2024	31.12.2023
Valor presente das obrigações atuariais no início do exercício	1.402.429	1.338.396
Custo dos serviços correntes	2.712	2.461
Custos dos juros	133.741	131.477
Contribuição de participantes do plano	-	21
Benefícios pagos pelo plano	(166.900)	(154.803)
Perdas (ganhos) atuariais sobre a obrigação atuarial	(216.879)	84.877
Valor presente das obrigações atuariais ao final do exercício	1.155.103	1.402.429

c) Movimentação do valor justo dos ativos do plano:

	31.12.2024	31.12.2023
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	1.122.113	1.142.820
Retorno esperado dos ativos do plano	107.555	113.174
Contribuições recebidas de participantes do plano	-	21
Contribuições recebidas do empregador	51.840	46.597
Benefícios pagos pelo plano	(166.900)	(154.803)
Ganhos (perdas) atuariais sobre os ativos do plano	212	(25.696)
Valor justo dos ativos do plano ao final do exercício	1.114.820	1.122.113

d) Movimentação contábil do passivo registrado é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



	31.12.2024	31.12.2023
Saldo inicial	304.739	281.518
Custo dos serviços correntes conforme laudo atuarial	2.712	2.461
Juros líquidos conforme laudo atuarial	28.652	27.242
Pagamento de contribuições	(51.840)	(46.597)
Ajustes de avaliação atuarial	(71.424)	40.115
Saldo final	212.839	304.739

e) Despesas reconhecidas no resultado do exercício:

	2024	2023
Custo do serviço corrente bruto	2.712	2.461
Custo do serviço corrente líquido	2.712	2.461
Juros sobre a obrigação atuarial	133.741	131.477
Rendimento esperado dos ativos no ano	(105.091)	(104.235)
Juros líquidos sobre o passivo	28.650	27.242
Total reconhecido no resultado	31.362	29.703

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

	31.12.2024	31.12.2023
Ganho (perda) atuarial gerado(a) pela taxa de desconto	13.800	(63.949)
Ganho (perda) atuarial gerado(a) pela experiência demográfica	203.079	(20.927)
Perda atuarial gerada pelo rendimento efeito dos ativos	-	(25.696)
Variação na restrição de reconhecimento do ativo	(145.669)	70.457
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	214	-
Montante reconhecido no exercício em outros resultados abrangentes	71.424	(40.115)

g) Composição dos investimentos do plano por segmento:

	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Renda fixa	944.725	84,74%	950.906	84,74%
Investimentos imobiliários	107.835	9,67%	108.540	9,67%
Outros	62.260	5,58%	62.667	5,58%
Total do valor justo dos ativos do plano	1.114.820	100,00%	1.122.113	100,00%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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

**h) Premissas atuariais utilizadas:**

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Especificação	PCA	PACV	Plano Médico	FGTS na aposentadoria
Taxa de desconto	12,41%	12,15%	12,95%	12,23%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	12,41%	12,15%	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 concedido 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
Turn over				
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 a idade - projeção de custos	N/A	N/A	3,00%	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	100,00%	N/A
Taxa de saída de futuros aposentados	N/A	N/A	0,00%	N/A

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



No exercício findo em 31 de dezembro de 2023:

Especificação	PCA	PACV	Plano Médico	FGTS na aposentadoria
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 concedido 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
Turn over	N/A	N/A	7,63%	N/A
Taxa de tendência de custos em saúde - projeção de custos e contribuições	N/A	N/A	3,00%	N/A
Crescimento dos custos médicos devido a idade - projeção de custos	N/A	N/A	1,50%	N/A
Crescimento das contribuições em função da idade - projeção das contribuições	N/A	N/A	100,00%	N/A
Opção de plano para futuros aposentados	N/A	N/A	0,00%	N/A

i) Estimativa da despesa para o exercício de 2025:

	2025
Custo dos serviços correntes	3.793
Custos dos juros das obrigações com benefício pós-emprego	141.363
Rendimento esperado dos ativos do plano	(131.030)
Total	14.126

j) 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 2024 está demonstrado a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



	PCA		PACV		Plano Médico		Plano FGTS	
Obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2024	765.110		265.832		105.714		18.446	
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	(3.524)	3.556	(1.229)	1.240	(485)	490	(85)	86
Total da obrigação do benefício definido	761.586	768.666	264.603	267.072	105.229	106.204	18.361	18.532

k) Outras informações sobre as obrigações atuariais

Em 31 de dezembro de 2024, a segregação da obrigação atuarial entre ativos e inativos, é de R\$ 70.124 e R\$ 142.714, respectivamente.

Conforme laudo atuarial, o valor esperado de contribuições da Companhia para o exercício de 2025 é de R\$ 54.172.

A duração média da obrigação do plano de benefício definido no final do exercício de 2024 é de 10 anos (10 anos em 31 de dezembro de 2023).

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.

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 aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023, relacionadas a decisão do STF – Supremo Tribunal Federal, do dia 8 de fevereiro de 2023, sobre coisa julgada em matéria tributária.

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 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.

17.1 Contingência com risco provável

As provisões para processos judiciais e outros e respectivos depósitos judiciais estão compostas da seguinte forma:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



Depósitos vinculados

	Nota	31.12.2023	Adição	Reversão	Atualização monetária	Pagamentos	31.12.2024	31.12.2024	31.12.2023
Trabalhistas	17.1.1	363.951	16.166	(22.684)	10.894	(21.145)	347.182	82.190	144.138
Cíveis	17.1.2	374.888	378.230	(146.045)	67.321	(253.330)	421.064	11.656	73.645
Fiscais	17.1.3	26.499	6.298	(8.235)	(12.560)	(2.479)	9.523	-	1.305
Regulatório	17.1.4	22.740	-	(321)	-	(22.419)	-	-	-
Outras provisões	17.1.5	5.071	-	-	-	-	5.071	-	-
Total		793.149	400.694	(177.285)	65.655	(299.373)	782.840	93.846	219.088

Depósitos vinculados

	Nota	31.12.2022	Adição	Reversão	Atualização monetária	Pagamentos	31.12.2023	31.12.2023	31.12.2022
Trabalhistas	17.1.1	350.348	27.107	(26.827)	30.899	(17.576)	363.951	144.138	172.018
Cíveis	17.1.2	376.241	282.281	(125.133)	39.322	(197.823)	374.888	73.645	26.679
Fiscais	17.1.3	25.452	28	-	1.079	(60)	26.499	1.305	1.167
Regulatório	17.1.4	1.882	17.010	-	5.781	(1.933)	22.740	-	-
Outras provisões/riscos	17.1.5	5.071	-	-	-	-	5.071	-	-
Total		758.994	326.426	(151.960)	77.081	(217.392)	793.149	219.088	199.864

As estimativas de encerramento das discussões judiciais, divulgadas nos itens a seguir, podem não ser realizadas nos períodos estimados devido ao andamento futuro dos processos. As contingências prováveis estão classificadas no passivo não circulante da Companhia.

17.1.1 Processos trabalhistas

A Companhia mantém 706 processos com prognóstico provável, compostos por ações de natureza trabalhista (empregados próprios e terceirizados) e previdenciária. As ações envolvem, em sua maioria, pedidos de vínculo de emprego com a Companhia, nos processos de terceirizados e, consequente equiparação aos direitos dos empregados da Companhia ou eventuais verbas inadimplidas por seus empregadores.

17.1.2 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. No saldo total de processos cíveis em 31 de dezembro de 2024, está contemplado o montante de R\$ 7.381 referente as ações indenizatórias individuais relacionadas ao evento climático, conforme detalhado na nota explicativa nº17.2.1 (c).

17.1.3 Processos fiscais

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

- (a) 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 2024 de R\$ 7.106 para o auto de infração, sendo o valor total de R\$ 17.765, (R\$ 6.897 e R\$ 17.243 em 31 de dezembro de 2023) e de R\$ 646 para a execução fiscal, sendo valor total de R\$ 3.205 (R\$ 624 e R\$ 3.231 em 31 de dezembro de 2023), respectivamente.

17.1.4 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 - 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 6 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. Em 06 de março de 2024 a Companhia efetuou o pagamento no montante de R\$ 22.419, dessa forma o processo foi arquivado.

17.1.5 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 Contingência com risco 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 2024

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



	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Trabalhistas		282.088	240.663
Cíveis	17.2.1	1.623.299	1.389.517
Fiscais	17.2.2	1.379.495	2.112.024
Juizados especiais		453.515	360.641
Regulatórias	17.2.3	57.248	-
Total		3.795.645	4.102.845

Os processos não detalhados nas presentes informações financeiras não tiveram alterações relevantes, exceto às regulares atualizações de valores. As descrições e históricos detalhados podem ser verificados na nota explicativa no 17.2 das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

17.2.1 Processos cíveis

- (a) **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 o processo encerrou a fase postulatória e deu início a fase probatória. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a condenação pode envolver uma eventual indenização. O valor envolvido neste processo atualizado em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 239.586 (R\$ 208.517 em 31 de dezembro de 2023).
- (b) **Ação cível pública Paraty** - Trata-se de ação civil pública ajuizada pelo Município de Paraty, alegando má qualidade do fornecimento de energia no Município. O processo determina a modernização da rede que serve o Município e está em fase de execução de sentença. Atualmente, o caso encontra-se suspenso para buscar tratativas de acordo. O valor envolvido no processo é indeterminado.
- (c) **Ações indenizatórias - Evento climático** – Em decorrência do evento climático do dia 18 de novembro de 2023, encontram-se ativas no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, 3.481 ações individuais e 19 ações coletivas ajuizadas por representantes Municipais e Ministério Público e Associação, 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 o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, para as ações individuais citadas, temos o valor total pedido R\$ 77.483. Quanto às ações coletivas, ainda não é possível estimar os valores das causas, pois estão sujeitas a perícias e decisões para liquidação do valor.

17.2.2 Processos fiscais**17.2.2.1 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. Em março de 2024, após o pedido da Companhia para exclusão da multa e dos correspondentes juros e encargos, conforme previsto pela Lei 14.689/2023, a Fazenda reduziu o valor em 56%. A Companhia segue discutindo o tema através de ação judicial. Em 31 de dezembro de 2024 o valor envolvido é de R\$ 660.279.

17.2.2.2 Temas estaduais

No âmbito estadual, a Companhia discute, ainda, diversos temas referentes ao ICMS que totalizam o montante de R\$ 573.742 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 498.404 em 31 de dezembro de 2023), 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 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.

Em novembro de 2024 a Companhia recebeu novo auto de infração relativo ao item (vii) acima no valor de R\$ 59.531 (valor já incluso no total supracitado).

17.2.2.3 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\$ 19.272, em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 25.952 em 31 de dezembro de 2023). Quanto ao ISS há execução fiscal apresentada pelos municípios de Niterói, no montante de R\$ 3.655, em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 3.465 em 31 de dezembro de 2023).

A Companhia discute com os municípios de Rio Bonito e Itaboraí cobrança de Contribuição de Iluminação Pública no valor atualizado em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 80.869 (R\$ 75.478 em 31 de dezembro de 2023).

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 2024 de R\$ 41.678 (R\$ 64.807 em 31 de dezembro de 2023).

17.2.3 Processos regulatórios

Auto de Infração - AI nº 006/2024: Em 15 de abril de 2024, a Companhia recebeu AI sobre a qualidade de fornecimento após evento climático ocorrido em 18 de novembro de 2023. A Companhia apresentou recurso contra penalidade. O recurso foi recebido e analisado pela Superintendência da ANEEL a qual não acatou os argumentos apresentados e manteve a aplicação da multa no montante original de R\$ 54.054 (R\$56.402 atualizado até 31 de dezembro de 2024). Com a decisão da Superintendência, esse processo foi encaminhado para a Diretoria da ANEEL para decisão do colegiado. A Companhia realizou reunião com o Diretor relator deste processo, para reforçar os motivos para reforma da decisão. Frente os argumentos apresentados, e o cunho jurídico destes, a assessoria da Diretoria da ANEEL encaminhou o processo para a Procuradoria Federal requerendo parecer dos pontos abordados pela Companhia. Em 04 de julho de 2024, a Companhia encaminhou memorando a Procuradoria reforçando os pontos da sua tese. Processo aguarda parecer da Procuradoria para, posteriormente, ser elaborado o voto pelo Diretor e ser encaminhado para votação no colegiado da diretoria da ANEEL. Em 31 de agosto de 2024 a Companhia obteve uma resposta da Procuradoria Geral Federal sob o Parecer 00139/2024PF/ANEEL/PGF/AGU, que concluiu pelo conhecimento e provimento parcial do recurso interposto pela Companhia, em face do AI nº 006/2024, a decisão da Procuradoria fortalece nossos argumentos em relação à adoção de um enquadramento que resultaria em uma redução da multa. Além disso, é importante destacar que, em nossa interpretação, a condicionante de vantagem auferida difere da premissa adotada pela Diretoria da ANEEL. Em 22 de outubro de 2024, através do Despacho 3.198 a ANEEL negou provimento ao recurso apresentado pela Companhia, mantendo a aplicação da multa. Diante desta decisão, em 11 de novembro de 2024, foi proposta ação anulatória com pedido liminar para suspender a exigibilidade da multa no valor de R\$ 57.248 (valor atualizado em 31 de dezembro de 2024), até que a ação fosse julgada. No dia 14 de novembro de 2024 foi concedida liminar determinando a suspensão da exigibilidade da multa. O processo ainda se encontra em fase inicial.

18. Patrimônio líquido

18.1 Capital social

O capital social poderá ser aumentado, independentemente de reforma estatutária, na forma do Art. 168 da Lei nº 6.404/76, por mera deliberação do Conselho de Administração, até o limite de R\$ 9.500.000, mediante a emissão das ações ordinárias correspondentes. O aumento dar-se-á sem direito de preferência aos acionistas, nas hipóteses dos incisos I e II do Art. 172 da Lei nº 6.404/76."

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



Em 31 de dezembro de 2024 o capital social é de R\$ 6.953.230 (R\$ 4.438.230 em 31 de dezembro de 2023), totalmente integralizado em ações ordinárias e sem valor nominal, com a composição acionária a seguir:

	31.12.2024		31.12.2023	
	Quantidade de ações	% de participação no capital	Quantidade de ações	% de participação no capital
Enel Brasil S.A.	379.406.698	99,83%	253.555.198	99,81%
Outros	632.850	0,17%	479.608	0,19%
Total	380.039.548	100,00%	254.034.806	100,00%

Em 28 de agosto de 2024, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, o aumento de capital no valor de R\$ 850.000, passando o capital de R\$ 4.438.230 para R\$ 5.288.230, mediante emissão de 40.337.328 novas ações ordinárias no valor de R\$ 21,07 por ação.

A Enel Brasil, acionista controladora, subscreveu 40.337.328 ações e integralizou o capital subscrito conforme abaixo:

Data	Total	Forma de integralização
03/09/2024	300.000	Moeda corrente nacional
20/09/2024	70.000	Moeda corrente nacional
14/10/2024	230.000	Moeda corrente nacional
15/10/2024	50.000	Moeda corrente nacional
21/11/2024	130.000	Moeda corrente nacional
21/11/2024	69.915	Capitalização de mútuos

Os acionistas minoritários subscreveram 1.420 ações, equivalente a R\$ 85, por meio do exercício do direito de preferência.

Em 21 de novembro de 2024, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, o aumento de capital no valor de R\$ 1.665.000 passando o capital social de R\$ 5.288.230 para R\$ 6.953.230, mediante emissão de 85.667.414 novas ações ordinárias no valor de R\$ 19,43 por ação. A Enel Brasil subscreveu 85.667.414 ações e integralizou o capital subscrito mediante (i) aporte em moeda nacional, realizado em 22 de novembro de 2024, no montante de R\$ 520.000; e (ii) capitalização de mútuos, em 21 de novembro de 2024, no montante de R\$ 1.142.227.

Os acionistas minoritários subscreveram 1.420 ações, equivalente a R\$ 2.273, por meio do exercício do direito de preferência.

18.2 Reserva legal

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 corrigido anualmente.

18.3 Reserva 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.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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

**18.4 Outros resultados abrangentes**

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 exercício, a Companhia absorve em prejuízos acumulados todo o impacto das avaliações atuariais registradas em outros resultados abrangentes.

	31.12.2024	31.12.2023
Outros resultados abrangentes - plano de pensão	71.424	(40.115)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(24.284)	13.639
Ganhos/perdas atuariais, líquido	47.140	(26.476)
Outros resultados abrangentes - derivativos	(2.811)	(49.544)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	956	16.845
Instrumentos financeiros derivativos, líquido	(1.855)	(32.699)
Realização para lucros acumulados	(47.140)	26.476
Total	(1.855)	(32.699)

18.5 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.

	31.12.2024	31.12.2023
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	670.153	(191.679)
Absorção dos prejuízos acumulados	-	218.108
(-) Reserva legal	(33.508)	-
(+) Dividendos prescritos	8	47
Lucro líquido (prejuízo) do exercício ajustado	636.653	26.476
Dividendo mínimo obrigatório	(159.163)	-
Outros resultados abrangentes (benefício pós-emprego)	47.140	(26.476)
Reserva para reforço de capital de giro	(524.630)	-
Total	-	-

18.6 Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui saldo de dividendos a pagar, no montante de R\$ 236.821. O referido saldo será liquidado conforme disponibilidade de caixa da Companhia e não é prevista incidência de qualquer atualização monetária.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



	31.12.2024	31.12.2023
Saldo inicial	77.666	77.713
<u>Efeito não caixa</u>		
Dividendos prescritos	(8)	(47)
Dividendo mínimo obrigatório	159.163	-
Saldo final	236.821	77.666

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.

	2024	2023
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	670.153	(191.679)
Número de ações	277.518.050	241.740.351
Resultado - básico e diluído por ação (em Reais - R\$)	2,4148	(0,7929)

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 2024

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



Nota	2024			2023		
	Número de unidades consumidoras(*)	MWh(*)	R\$	Número de unidades consumidoras(*)	MWh(*)	R\$
Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica						
<u>Classe de consumidores</u>						
Residencial	2.877.559	5.187.405	3.937.028	2.988.803	4.941.261	3.641.898
Industrial	3.526	116.241	550.392	3.588	132.493	576.018
Comercial	141.046	1.296.317	2.115.316	140.468	1.410.749	1.980.376
Rural	64.161	141.421	271.482	67.056	136.159	227.582
Poder público	14.353	459.215	709.357	13.847	430.574	618.782
Iluminação pública	2.595	524.391	271.991	2.607	549.573	264.857
Serviço público	3.495	113.830	277.610	3.310	253.326	364.727
Suprimento e revenda	12	414.730	59.968	9	402.313	87.468
Transferência para atividades de distribuição	-	-	(4.905.388)	-	-	(4.509.230)
Total faturado	3.106.747	8.253.550	3.287.756	3.219.688	8.256.448	3.252.478
<u>Outras receitas originadas de contratos com clientes</u>						
Fornecimento não faturado	20.4	-	696.915	-	-	625.116
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (cativo)	20.3	-	4.905.388	-	-	4.509.230
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	20.3	1.932	3.702.630	1.108	3.269.230	1.013.703
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD - consumidores cativos e livres	20.1	-	(113.287)	-	-	(77.357)
Total de receitas originadas de contratos com clientes	3.108.679	11.956.180	10.014.041	3.220.796	11.525.678	9.323.170
<u>Outras receitas</u>						
Subvenção de recursos da CDE	20.7	-	427.291	-	-	272.693
Subvenção baixa renda	20.7	-	282.364	-	-	198.569
Ativo e passivo financeiro setorial	20.8	-	442.804	-	-	468.377
Atualização do ativo financeiro da concessão	-	-	369.762	-	-	344.053
Receita de construção	20.5	-	1.293.422	-	-	1.084.566
Outras receitas	20.6	-	266.489	-	-	146.986
Total de outras receitas	-	-	3.082.132	-	-	2.515.244
Receita operacional bruta	3.108.679	11.956.180	13.096.173	3.220.796	11.525.678	11.838.414
<u>Deduções da receita</u>						
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE	-	-	(70.999)	-	-	(63.312)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(1.032.300)	-	-	(1.188.168)
Encargos do consumidor - CCRBT	-	-	(98.286)	-	-	(2.175)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TSEE	-	-	(9.878)	-	-	(9.158)
ICMS	20.9	-	(2.307.439)	-	-	(2.020.241)
COFINS	20.9	-	(683.039)	-	-	(619.623)
PIS	20.9	-	(148.214)	-	-	(134.523)
ISS	20.9	-	(4.488)	-	-	(4.726)
Total deduções da receita	-	-	(4.354.643)	-	-	(4.041.926)
Total	3.108.679	11.956.180	8.741.530	3.220.796	11.525.678	7.796.488

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

20.1 Do montante total de DIC/FIC R\$ 77.357 em 31 de dezembro de 2023, está contemplado o montante de R\$ 870 de impactos dos eventos climáticos.

20.2 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 20.2.3.

20.3 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.

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:**20.4 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.

20.5 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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



ao ativo de contrato é registrada no resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

20.6 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.

20.7 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.

20.8 Ativo e passivo financeiro setorial

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.

20.9 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 março/2024, as principais classes eram tributadas pela alíquota de 20%. Com a edição da Lei 10.253/23, as classes passaram a ser tributadas pelas seguintes alíquotas: 18% para a classe residencial com consumo até 300kw, 20% para as classes comercial e industrial com consumo até 300kw; 24% para todas as classes com consumo acima de 301Kw e isento para a classe residencial com consumo até 50kw.
- Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – entre 2% à 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 2024

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



21. Custos e despesas operacionais (incluindo outras receitas)

						2024
	Nota	Custo	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais
Pessoal		(169.621)	-	(39.105)	-	-
Material		(24.645)	-	(403)	-	-
Serviços		(561.669)	(26.740)	(68.292)	-	-
Serviços - partes relacionadas	24	-	-	371	-	-
Energia elétrica comprada para revenda		(2.989.541)	-	-	-	-
Energia elétrica comprada para revenda - partes relacionadas	24	(56.763)	-	-	-	-
Encargos do uso do sistema de transmissão		(1.297.456)	-	-	-	-
Seguros		(1.135)	-	(94)	-	-
Depreciação e amortização		(755.813)	-	(39.396)	-	-
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa		-	-	-	(65.231)	-
Perda de recebíveis de clientes		-	-	-	(241.928)	-
Custo de construção		(1.293.422)	-	-	-	-
Provisões para processos judiciais e outros riscos		-	-	(152.945)	-	-
Receita de multas por impontualidade de clientes		-	-	-	-	129.998
Outras receitas (despesas) operacionais		(106.319)	-	(10.975)	-	3.685
Total		(7.256.384)	(26.740)	(310.839)	(307.159)	133.683
						(7.767.439)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



2023

			Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais	Total
	Nota	Custo					
Pessoal		(150.887)	-	(64.057)	-	-	(214.944)
Material		(21.338)	-	(7.003)	-	-	(28.341)
Serviços	21.1	(604.754)	(23.449)	(53.196)	-	-	(681.399)
Energia elétrica comprada para revenda		(2.579.215)	-	-	-	-	(2.579.215)
Encargos do uso do sistema de transmissão		(988.556)	-	-	-	-	(988.556)
Encargos do uso de rede elétrica		(256.319)	-	-	-	-	(256.319)
Depreciação e amortização		(649.644)	-	(24.110)	-	-	(673.754)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa		-	-	-	(149.234)	-	(149.234)
Perda de recebíveis de clientes		-	-	-	(172.000)	-	(172.000)
Custo de construção		(1.084.566)	-	-	-	-	(1.084.566)
Provisões para processos judiciais e outros riscos		-	-	(139.815)	-	-	(139.815)
Receita de multas por impontualidade de clientes		-	-	-	-	90.918	90.918
Outras despesas operacionais	21.1	(108.539)	-	(140.053)	-	-	(248.592)
Total		(6.443.818)	(23.449)	(428.234)	(321.234)	90.918	(7.125.817)

21.1 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.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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

**21.2 Custo do serviço de energia elétrica****21.2.1 Energia elétrica comprada para revenda**

	Nota	2024	2023
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE		(165.321)	(186.766)
Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's		(1.814.824)	(1.442.041)
Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's - partes relacionadas	24	(46.861)	(32.155)
Regime de Contas de Garantia - CCGF		(286.098)	(299.432)
Regime de Contas de Garantia - CCGF - partes relacionadas	24	(9.902)	(9.793)
Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear		(129.119)	(127.943)
Risco hidrológico		(167.137)	(25.248)
Exposição involuntária		(27.366)	(34.361)
Itaipu Binacional		(424.663)	(473.064)
Geração distribuída	21.2.1.1	(61.829)	-
Outros		(2.743)	(2.442)
(-) Crédito de PIS e COFINS		193.160	169.424
		(2.942.703)	(2.463.821)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA		(103.601)	(115.394)
Total		(3.046.304)	(2.579.215)

21.2.1.1 A Geração Distribuída - GD, permite ao consumidor gerar energia e utilizar essa geração como crédito no seu consumo. Embora as regras de devolução ao consumidor pela GD não estejam consolidadas, a Companhia reconheceu provisão, com base em sua melhor estimativa no valor de R\$ 61.829.

21.2.2 Encargos do uso do sistema de transmissão

	Nota	2024	2023
Uso da rede elétrica		(821.301)	(784.078)
Uso da rede elétrica - partes relacionadas	24	-	(1.418)
Encargos do Serviço do Sistema - ESS / EER		(259.400)	(256.319)
Encargos de conexão		(58.049)	(47.732)
Custo do Uso do Sistema de Distribuição - CUSD		(320.205)	(285.012)
(-) Crédito de PIS e COFINS		161.499	129.684
Total		(1.297.456)	(1.244.875)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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

**22. Resultado financeiro**

	2024	2023
<u>Receitas financeiras</u>		
Renda de aplicações financeiras	29.237	29.705
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	37.369	40.595
Dívida - marcação a mercado	2.258	36.666
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado	3.297	2.534
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	92.019	106.989
Atualização monetária dos depósitos judiciais	7.655	7.550
Outras receitas financeiras	18.115	19.412
(-) PIS e COFINS sobre receitas financeiras	(16.603)	(13.743)
	173.347	229.708
<u>Despesas financeiras</u>		
Dívida - marcação a mercado	-	(2.853)
Encargos de dívidas	(4.560)	(4.170)
Variação monetária de processos judiciais e outros	(70.570)	(77.081)
Encargos fundo de pensão	(28.650)	(27.241)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado	-	(10.214)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros	(137.631)	(338.683)
Encargos de mútuos	(612.628)	(499.480)
Juros capitalizados transferidos para o ativo contratual	-	36
Cartas de fiança e seguros em garantia	(9.354)	(9.960)
Imposto sobre operações financeiras - IOF	(34.037)	(35.908)
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	(82.958)	(106.176)
Juros sobre obrigações de arrendamento	(14.880)	(8.750)
Outras despesas financeiras	(58.910)	(52.831)
	(1.054.178)	(1.173.311)
<u>Variações cambiais líquidas</u>		
Variações cambiais de dívidas	(247.158)	131.642
Variações cambiais de instrumentos financeiros derivativos	247.150	(131.649)
Outras variações cambiais	(970)	1.113
	(978)	1.106
Total	(881.809)	(942.497)

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.

(a) 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:

	2024		2023		
	Nota	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Composição dos tributos no resultado:					
Na rubrica de tributos					
Correntes		57.929	20.854	(45.174)	(16.277)
Diferidos		366.989	132.099	104.127	37.471
Total		424.918	152.953	58.953	21.194
Demonstração do cálculo dos tributos - despesa:					
Resultado antes dos tributos		92.282	92.282	(271.826)	(271.826)
Adições:					
Gratificação a administradores		858	858	(1.319)	(1.319)
Perdão de dívida		17.232	17.232	77.617	77.617
Correção Monetária Especial - CME		-	187	-	271
Total das adições		18.090	18.277	76.298	76.569
Base de cálculo		110.372	110.559	(195.528)	(195.257)
Alíquota nominal dos tributos		15,00%	9,00%	15,00%	9,00%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês		10,00%	-	10,00%	-
Despesa com tributos às alíquotas nominais		27.569	9.950	48.894	17.573
Complemento de variação cambial realizada		-	-	10.059	3.621
Créditos fiscais de anos anteriores	23.1	397.349	143.003	-	-
Total		424.918	152.953	58.953	21.194
Alíquota efetiva		460,46%	165,75%	21,69%	7,80%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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

**(b) 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, considerando a sua renovação, vide nota 1.3. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico.

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

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

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

O saldo dos impostos diferidos está composto da seguinte forma:

	Balancos patrimoniais		Resultado		Outros resultados abrangentes	
Nota	31.12.2024	31.12.2023	2024	2023	2024	2023
<u>Tributos diferidos ativos:</u>						
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	365.208	260.774	104.434	94.900	-	-
Arrendamento - CPC 06 (R2)	3.565	3.482	83	146	-	-
Prejuízo fiscal e base negativa	23.1 925.081	309.459	615.622	141.671	-	-
Provisão para processos judiciais e outros riscos	264.441	267.947	(3.506)	11.613	-	-
Benefício pós-emprego	208.360	232.643	-	-	(24.284)	13.639
Instrumentos financeiros derivativos	-	84.419	(84.419)	(8.569)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - PL	956	16.845	-	-	(15.889)	(12.414)
Outras provisões	82.832	73.677	9.154	18.816	-	-
	1.850.443	1.249.246	641.368	258.577	(40.173)	1.225
<u>Tributos diferidos passivos:</u>						
Atualização do ativo financeiro da concessão	(853.501)	(727.783)	(125.717)	(116.979)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - Resultado	(16.563)	-	(16.563)	-	-	-
Outros	(287)	(287)	-	-	-	-
	(870.351)	(728.070)	(142.281)	(116.979)	-	-
Total	980.092	521.176	499.088	141.598	(40.173)	1.225

23.1 Em dezembro de 2024, a Companhia amparada nas avaliações de seus assessores legais registrou (i) imposto a compensar no montante de R\$ 78.783, de saldo negativo referente a reapuração do ano de 2022 e 1º e 2º trimestres do ano de 2023, e (ii) R\$ 536.631 de tributo diferido ativo referente a reapuração dos anos de 2021 a 2024, ambos relacionados com a exclusão da atualização financeira da Taxa SELIC sobre o indébito tributário, referido na nota explicativa nº. 15, em razão do posicionamento do Supremo Tribunal Federal – STF, no sentido de que não incidem IRPJ e CSLL sobre a parcela da Taxa SELIC na repetição de débitos tributários (Tema 962). A Companhia em 2024, após discussões setoriais e pareceres jurídicos reavaliou o êxito obtido em ação judicial acerca do tema. Os montantes de R\$ 78.783 e R\$ 536.631 foram registrados no resultado do exercício, nas rubricas de imposto de renda corrente e imposto de renda diferido, respectivamente. A Companhia irá adotar os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



Dessa forma, no saldo de R\$ 925.081 de Prejuízo fiscal e base negativa, está contemplado o reconhecimento de R\$ 536.631 de tributo diferido ativo, referente a reapuração dos anos de 2021 a 2024, mencionado anteriormente no item ii.

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 2024, a Companhia estima lucros tributáveis futuros suficientes para que todas as diferenças temporárias, créditos e prejuízos tributários reconhecidos em 31 de dezembro de 2024 possam ser utilizados.

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

2026	2027	2028	2029	2030	2031 a 2033	2034 a 2036	2037 a 2039	2041 a 2043	2044	Total
47.618	44.766	43.076	30.559	32.297	136.320	128.288	209.054	230.842	22.261	925.081

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 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. As premissas utilizadas para o estudo técnico estão detalhadas na nota explicativa nº 10.3.

24. Transações com 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 2024 e 2023.

A seguir são apresentados os saldos a receber e a pagar, e as receitas e despesas das transações, com efeito líquido por parte relacionada, envolvendo a controladora e demais empresas com controle comum.

24.1 Controladora (Enel Brasil)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



Natureza da operação	Vigência	31.12.2024	31.12.2023	2024	2023
		Passivo	Passivo	Despesas	Despesas
Dividendos a pagar	Indeterminado	(236.821)	(77.635)	-	-
Compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura	Agosto de 2027	(21.761)	(16.929)	-	-
Mútuo	Vide nota 14	(3.772.318)	(3.615.353)	(547.892)	(265.415)
Prestação de serviço técnicos e gestão	Março de 2025	(138.242)	(100.124)	-	-
Prestação de despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações	Março de 2025	(104.492)	(40.019)	-	-
Comissão de fiança	Fevereiro de 2025	(297)	(277)	(693)	(674)
Total		(4.273.931)	(3.850.337)	(548.585)	(266.089)

24.2 Empresas de controle comum

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



			31.12.2024	31.12.2023	2024	2023
Natureza da operação	Vigência	Nota	Ativo (passivo)	Ativo (passivo)	Receitas (despesas)	Receitas (despesas)
Benefício pós-emprego						
Fundação Ampla de Seguridade Social - BRASILETROS	Até o final da concessão		(194.392)	(288.665)	(31.364)	(29.703)
			(194.392)	(288.665)	(31.364)	(29.703)
Encargo de uso do sistema de transmissão						
Enel Cien S.A.	Até março de 2023	24.2.1	-	-	-	(1.418)
			-	-	-	(1.418)
Suprimento de energia - CCEAR						
EGP Cabeça de Boi S.A.			(161)	(156)	(1.138)	(1.085)
EGP Fazenda S.A.			(119)	(115)	(762)	(726)
EGP Morro do Chapéu I Eólica			(181)	(171)	(1.488)	(1.422)
EGP Morro do Chapéu II Eólica			(190)	(181)	(1.381)	(1.320)
EGP Mourão S.A.			(24)	(25)	(283)	(280)
EGP Paranapanema S.A.			(84)	(88)	(1.002)	(997)
EGP Salto Apicás S.A.			(266)	(258)	(1.878)	(1.790)
EGP Ventos Santa Angela 01			(199)	(182)	(1.456)	(1.373)
EGP Ventos Santa Angela 02			(205)	(189)	(1.502)	(1.418)
EGP Ventos Santa Angela 03			(202)	(184)	(1.478)	(1.393)
EGP Ventos Santa Angela 04			(194)	(176)	(1.418)	(1.335)
EGP Ventos Santa Angela 05			(205)	(186)	(1.505)	(1.415)
EGP Ventos Santa Angela 06			(206)	(189)	(1.512)	(1.425)
EGP Ventos Santa Angela 07			(148)	(136)	(1.084)	(1.023)
EGP Ventos Santa Angela 08			(187)	(170)	(1.369)	(1.288)
EGP Ventos Santa Angela 09			(183)	(166)	(1.344)	(1.263)
EGP Ventos Santa Angela 10			(176)	(159)	(1.289)	(1.213)
EGP Ventos Santa Angela 11			(167)	(151)	(1.220)	(1.148)
EGP Ventos Santa Angela 14			(175)	(159)	(1.278)	(1.205)
EGP Ventos Santa Angela 15			(194)	(177)	(1.420)	(862)
EGP Ventos Santa Angela 17			(191)	(174)	(1.396)	(1.315)
EGP Ventos Santa Angela 19			(177)	(161)	(1.298)	(1.222)
EGP Ventos Santa Angela 20			(199)	(182)	(1.458)	(1.374)
EGP Ventos Santa Angela 21			(175)	(159)	(1.286)	(1.210)
EGP Ventos Santa Esperança 13			(126)	(121)	(914)	(874)
EGP Ventos Santa Esperança 15			(124)	(119)	(903)	(1.338)
EGP Ventos Santa Esperança 17			(117)	(111)	(855)	(814)
EGP Volta Grande S.A.			(716)	(753)	(8.618)	(8.516)
EGP Zeus II-Delfina VIII			(188)	(176)	(1.372)	(1.303)
Enel Trading Brasil S.A.	Até dezembro de 2026		(1.103)	-	(12.856)	-
			(6.582)	(5.174)	(56.763)	(41.947)
Compra e venda de estoque						
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	Até dezembro de 2024		(1.176)	(6.610)	-	-
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Até agosto de 2027		2.404	2.404	-	-
			1.228	(4.206)	-	-
Comissão (propaganda e publicidade - venda em fatura de energia)						
Enel X Brasil S.A.	Maio de 2028		-	-	1.019	-
			-	-	1.019	-
Compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura						
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.			2.928	2.928	-	-
Enel Green Power Volta Grande S.A.	Até agosto de 2027		781	781	-	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.			(170)	(170)	-	-
Enel Cien S.A.			-	79	-	-
			3.539	3.618	-	-
Prestação de serviços de desenvolvimento						
Enel X Brasil S.A.	Até maio de 2028		(498)	(203)	-	767
Gridspertise Latam S.A.			-	1.075	-	-
			(498)	872	-	767
Prestação de despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações						
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	Até agosto de 2027		(571)	(100)	-	-
			(571)	(100)	-	-
Reembolso de despesas de viagens						

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



Endesa S.A.	Até dezembro de 2024	(237)	(199)	-	-
		(237)	(199)	-	-
Reembolso expatriados					
Enel Italia SPA		(653)	(261)	-	153
Enel North America INC		-	303	303	-
Enel Romania S.A.		-	444	444	-
Enel SPA	Até dezembro de 2025	-	(709)	(249)	177
ENEL Distribucion Chile S.A.		-	(76)	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l.		(932)	(1.457)	(371)	(453)
E-Distributie Muntenia S.A.		-	-	-	303
		(1.585)	(1.756)	127	180
Licenças de sistemas/software e serviços					
Enel Iberia S.r.l.	Até dezembro de 2024	-	(1.180)	-	-
		-	(1.180)	-	-
Mútuo					
EGP Cachoeira Dourada S.A.		(46.309)	(41.219)	5.089	(999)
Enel CIEN S.A.	Vide nota 14	(236.591)	(210.064)	26.527	(7.793)
Enel Finance International NV		(313.481)	(1.798.193)	197.956	(89.967)
		(596.381)	(2.049.476)	229.572	(98.759)
Total		(795.479)	(2.346.266)	142.591	(170.880)

24.2.1 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 a Cien S.A. operou por designação. Até essa data, as transações da Companhia de encargos do uso do sistema 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 06 de fevereiro de 2019. A contabilização da despesa/receita de compartilhamento é efetuada na rubrica de origem. Os contratos vencidos estão em processo de renegociação.

Mútuos: As informações sobre os contratos de mútuos, encontram-se detalhadas nos quadros da nota explicativa nº 14.

Remuneração da Administração

A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023, encontra-se disposta no quadro abaixo. A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	2024	2023
Benefício de curto prazo (salários, encargos, benefícios, bônus)	2.395	2.581
Benefício pós-emprego (previdência - contribuição definitiva)	-	28
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	232	(1.588)
Total	2.627	1.021

25. Objetivos e políticas para gestão do risco financeiro

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.

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:

			31.12.2024		31.12.2023	
	Categoria	Nível (a)	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	Custo amortizado	2	421.090	421.090	65.262	65.262
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio do resultado	2	122	122	121.002	121.002
Contas a receber de clientes	Custo amortizado	2	2.762.684	2.762.684	2.572.683	2.572.683
Depósitos vinculados	Custo amortizado	2	315.309	315.309	219.088	219.088
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	Valor justo por meio do resultado	3	950.857	950.857	975.888	975.888
Ativo financeiro indenizável (concessão)	Valor justo por meio do resultado	3	8.348.889	8.348.889	7.259.520	7.259.520
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	76.903	76.903	-	-
Total do ativo			12.875.854	12.875.854	11.213.443	11.213.443
Passivo						
Fornecedores	Custo amortizado	2	1.345.459	1.345.459	1.085.156	1.085.156
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Custo amortizado	2	4.055.223	4.024.976	4.618.777	2.383.334
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	Custo amortizado	2	681.091	674.319	1.333.454	1.260.106
Obrigações por arrendamentos	Custo amortizado	2	127.816	127.816	73.219	73.219
Passivo financeiro setorial	Custo amortizado	2	314.511	314.511	79.712	79.712
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	2	13.100	13.100	251.682	251.682
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	17.305	17.305	43.300	43.300
Total do passivo			6.554.505	6.517.486	7.485.300	5.176.509

(a) Conforme detalhado na nota explicativa 25.2 Hierarquia do valor justo

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



Uso de estimativas

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 aplicações financeiras (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

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, financiamentos e debêntures, 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 2024 são os seguintes:

Contraparte	Data do contrato	Data de Vencimento	Categoria	Indexador ativo	Indexador passivo	Valor nominal
SCOTIABANK S.A III	01/02/21	03/02/25	Cash Flow	USD + 1,3930%aa	CDI + 1,48% aa	200.000
SCOTIABANK S.A IV	26/02/21	26/02/25	Cash Flow	USD + 1,3930%aa	CDI + 1,48% aa	120.000
BNP PARIBAS S.A V	03/01/23	03/01/25	Trading	EUR + 5,76%aa	CDI + 2,59% aa	262.103
Total						582.103

A movimentação é como segue:

	Derivativos
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
Pagamento de juros	358.453
Pagamento de principal	110.950
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(294.982)
Juros provisionados	(137.630)
Variação cambial	247.150
Marcação a mercado no resultado	3.297
Marcação a mercado no patrimônio líquido	46.732
Recebimento de principal	(4.440)
Pagamento de juros	165.113
Pagamento de principal	21.258
Saldo em 31 de dezembro de 2024	46.498

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) em 31 de dezembro de 2024, estão dispostos a seguir:

Contraparte	Valor justo (contábil)	Valor da curva	Outros resultados abrangentes	Resultado financeiro
Scotiabank S.A. III	18.380	19.791	(1.411)	-
Scotiabank S.A. IV	11.305	12.705	(1.400)	-
BNP Paribas S.A V	16.813	16.289	-	524
Total	46.498	48.785	(2.811)	524

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 justo das operações de *swap* foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela B3 na posição de 31 de dezembro de 2024.

(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, 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, conforme segue: 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, 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.

(iii) Sumário da posição dos contratos

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 2024

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



Dívida	Taxa de juros contratual a.a.	31.12.2024	Categoria
Scotiabank 4131 III	USD + 1,39%	229.842	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	USD + 1,39%	(228.601)	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,48%	210.220	Cash Flow
		211.461	
Scotiabank 4131 IV	USD + 1,39%	137.773	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	USD + 1,39%	(136.598)	Cash Flow
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,48%	125.293	Cash Flow
		126.468	
EFI - Credit Agreement X 46 MEUR	EUR + 5,76%	313.481	Fair Value
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	EUR + 5,76%	(313.077)	Fair Value
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 2,16%	296.265	Fair Value
		296.669	

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 2024, o saldo do *swap* a mercado é calculado considerando a curva futura dos indicadores descontada pelo CDI futuro.

25.2 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.

25.3 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 normas para a gestão de riscos por meio das respectivas políticas, procedimentos, sistemas etc. Essas diretrizes são aplicadas nos diferentes níveis da Companhia, abrangendo os processos de identificação, análise, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação dos riscos que o negócio enfrenta continuamente.

Este sistema é supervisionado 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 o sistema de gestão de riscos, bem como aquelas relacionadas à aprovação de relatórios financeiros periódicos.

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 aderindo aos requisitos locais em matéria 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 nas funções corporativas ou nas 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), política de mudanças climáticas, dentre outras.

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* e operacional; e 38 (trinta e oito) 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 que possui as seguintes atribuições: aprovar as políticas de risco propostas pela *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 supervisionar a gestão e controle de riscos.

O sistema de controle e gestão de risco da Companhia é composto por três linhas de defesa, visando alcançar uma gestão eficaz e eficiente, nas quais as áreas de negócio é a primeira linha de defesa, a área de Controle de Riscos e Controles Internos, atuando como segunda linha de defesa e, finalmente, a Auditoria Interna, atuando como terceira linha de defesa. Cada uma dessas linhas desempenha um papel distinto dentro da estrutura de governança mais ampla da organização. Elas têm a obrigação de informar e manter a alta administração e os diretores atualizados sobre a gestão de riscos, sendo a alta administração 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 Brazil* (Controle de Riscos Brasil) 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 de forma preventiva riscos (endógenos e exógenos), analisar, avaliar e quantificar o impacto e a probabilidade de materialização destes riscos, dentro do processo de avaliação de riscos, bem como realizar o devido tratamento por meio 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 da estrutura organizacional da Companhia, o processo de gestão de riscos é descentralizado, ou seja, cada gestor responsável pelo processo de negócio 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.

No caso de transações financeiras, existem políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes. Essas políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (*rating*) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

O risco é basicamente proveniente de: (i) contas a receber de clientes; (ii) equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo; (iii), ativo financeiro setorial; (iv) ativo contratual (infraestrutura em construção); e (v) 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 2024 é:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e equivalentes de caixa	b.1.1	421.090	65.262
Títulos e valores mobiliários	b.1.1	122	121.002
Contas a receber de clientes	b.1.2	2.762.684	2.572.683
Depósitos vinculados	b.1.1	315.309	219.088
Ativo financeiro setorial	b.1.3	280.651	593.877
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	b.1.3	950.857	975.888
Ativo financeiro indenizável (concessão)	b.1.3	8.348.889	7.259.520
Instrumentos financeiros derivativos	b.1.4	46.498	(294.982)
Total		13.126.100	11.512.338

Os saldos apresentados anteriormente estão líquidos das respectivas perdas esperadas com crédito de liquidação duvidosa (nota explicativa nº 6).

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 2024, 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):

Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários	31.12.2024	31.12.2023
AAA	407.987	152.313
AA	4.405	3.088
AA+	1.808	3.472
Total	414.200	158.873

Instrumentos financeiros derivativos	31.12.2024	31.12.2023
AAA	16.813	-
AA-	29.685	(294.982)
Total	46.498	(294.982)

(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 efetuem o pagamento das faturas.

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, 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 a seguir:

	31.12.2024	31.12.2023
Empréstimos e financiamentos	4.736.314	5.952.231
Instrumentos financeiros derivativos	(46.498)	294.982
Dívida	4.689.816	6.247.213
Caixa e equivalentes de caixa	(421.090)	(65.262)
Títulos e valores mobiliários	(122)	(121.002)
Dívida líquida (a)	4.268.604	6.060.949
Patrimônio líquido (b)	8.442.090	5.340.880
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])	33,58%	53,16%

O índice de endividamento em 31 de dezembro de 2024 é de 33,58% (53,16% em 31 de dezembro de 2023), 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 2024

(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.

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 80.000. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuos com partes relacionadas, conforme Despachos N°s 2.979/2018, 1.923/2020, 647/2021, 902/2021 e 3.754/2021, no valor vigente de R\$ 4.100.000. A Companhia está buscando junto ao Regulador ampliar o limite para operações de mútuos financeiros nos próximos anos.

Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil no montante de R\$ 2.592.620, que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário.

A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da *Enel Finance International (EFI)*, disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro. Em 31 de dezembro de 2024 o saldo de empréstimos com a EFI no passivo circulante é de R\$ 313.481.

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

A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros da Companhia, que estão sendo considerados no fluxo de caixa projetado:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três a doze meses	De um a cinco anos	total
Empréstimos e financiamentos - pré fixados	-	368.165	-	-	368.165
Empréstimos e financiamentos - partes relacionadas	312.915	101.778	3.103.217	1.483.465	5.001.375
Instrumentos financeiros derivativos	(15.998)	(28.007)	-	-	(44.005)
Total	296.917	441.936	3.103.217	1.483.465	5.325.535

(b.4) Riscos de mercado**(b.4.1) Risco de taxa de juros**

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado.

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía 99,94% da dívida total indexada a taxas variáveis (CDI).

Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Selic	118	0,03%	114	0,07%
CDI	414.082	99,97%	158.759	99,93%
Total	414.200	100,00%	158.873	100,00%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



Ativo indenizável	31.12.2024	%	31.12.2023	%
IPCA	8.348.889	100,00%	7.259.520	100,00%
Total	8.348.889	100,00%	7.259.520	100,00%

Empréstimos, financiamentos e derivativos	31.12.2024	%	31.12.2023	%
CDI	4.686.996	99,94%	6.208.854	99,39%
Taxa fixa	2.820	0,06%	38.359	0,61%
Total	4.689.816	100,00%	6.247.213	100,00%

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

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros sobre instrumentos financeiros

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade às 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 de ativos financeiros e dívidas da Companhia em 31 de dezembro de 2024 estabelecida por meio da projeção das receitas (despesas) financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futura dos indicadores divulgada pela B3.

Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração/aumento 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).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



		Projeção receitas financeiras - um ano				
Ativos financeiros	31.12.2024	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Selic		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	118	-	-	-	-	-
CDI		7,71%	11,56%	15,41%	19,26%	23,12%
Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	414.082	31.926	47.868	63.810	79.752	95.736
IPCA		2,70%	4,04%	5,39%	6,74%	8,09%
Ativo financeiro indenizável (concessão)	8.348.889	225.420	337.295	450.005	562.715	675.425
Total	8.763.089	257.346	385.163	513.815	642.467	771.161

As projeções consideram o índice de atualização da dívida, acrescido do spread contratual, conforme definido na nota explicativa nº 14.

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 2024

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



		Projeção despesas financeiras - um ano				
	31.12.2024	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Dívidas						
CDI						
Mútuo Enel Brasil 55	(855.384)	(43.870)	(59.496)	(74.689)	(89.473)	(103.872)
Mútuo Enel Brasil 59	(91.892)	(7.305)	(10.312)	(13.232)	(16.071)	(18.831)
Mútuo Enel Brasil 60	(36.291)	(2.975)	(4.163)	(5.317)	(6.438)	(7.528)
Mútuo Enel Brasil 61	(16.934)	(1.388)	(1.943)	(2.481)	(3.004)	(3.513)
Mútuo Enel Brasil 62	(36.170)	(2.929)	(4.113)	(5.263)	(6.380)	(7.467)
Mútuo Enel Brasil 63	(84.459)	(2.122)	(2.971)	(3.797)	(4.602)	(5.387)
Mútuo Enel Brasil 64	(54.257)	(1.336)	(1.881)	(2.412)	(2.929)	(3.433)
Mútuo Enel Brasil 65	(418.248)	(32.832)	(46.519)	(59.809)	(72.726)	(85.291)
Mútuo Enel Brasil 66	(303.950)	(24.767)	(34.716)	(44.377)	(53.766)	(62.899)
Mútuo Enel Brasil 67	(35.809)	(2.847)	(4.019)	(5.157)	(6.263)	(7.338)
Mútuo Enel Brasil 68	(59.647)	(4.742)	(6.694)	(8.589)	(10.431)	(12.224)
Mútuo Enel Brasil 69	(27.422)	(2.248)	(3.146)	(4.017)	(4.865)	(5.689)
Mútuo I - CIEN	(83.501)	(4.605)	(6.365)	(8.077)	(9.742)	(11.363)
Mútuo II - CIEN	(106.388)	(6.576)	(9.125)	(11.601)	(14.010)	(16.355)
Mútuo III - CIEN	(46.702)	(3.174)	(4.428)	(5.647)	(6.831)	(7.984)
Mútuo II - CDSA	(46.309)	(2.986)	(4.229)	(5.437)	(6.612)	(7.754)
Mútuo Enel Brasil 70	(56.853)	(4.604)	(6.465)	(8.272)	(10.028)	(11.737)
Mútuo Enel Brasil 71	(57.025)	(4.533)	(6.399)	(8.212)	(9.973)	(11.686)
Mútuo Enel Brasil 72	(1.367.448)	(110.746)	(155.503)	(198.964)	(241.204)	(282.293)
Mútuo Enel Brasil 73	(56.932)	(4.554)	(6.417)	(8.227)	(9.985)	(11.696)
Mútuo Enel Brasil 74	(113.419)	(9.016)	(12.728)	(16.332)	(19.835)	(23.243)
Mútuo Enel Brasil 76	(100.178)	(1.207)	(1.697)	(2.174)	(2.639)	(3.092)
Swap						
Scotiabank 4131 III	(229.842)	17.006	1.792	(9.317)	(18.120)	(25.435)
Scotiabank 4131 III - Swap pa	228.601	(16.914)	(1.783)	9.267	18.022	25.298
Scotiabank 4131 III - Swap pp	(210.220)	(2.658)	(3.686)	(4.688)	(5.664)	(6.616)
Scotiabank 4131 IV	(137.773)	10.194	1.074	(5.585)	(10.862)	(15.246)
Scotiabank 4131 IV - Swap pa	136.598	(10.107)	(1.065)	5.537	10.769	15.116
Scotiabank 4131 IV - Swap pp	(125.293)	(1.584)	(2.197)	(2.794)	(3.376)	(3.943)
EFI - Credit Agreement x 46MEUR	(313.481)	11.568	1.193	(6.384)	(12.388)	(17.377)
EFI - Credit Agreement x 46MEUR - Swap pa	313.077	(11.553)	(1.191)	6.376	12.372	17.354
EFI - Credit Agreement x 46MEUR - swap pp	(296.265)	(2.010)	(2.722)	(3.416)	(4.092)	(4.752)
Total	(4.689.816)	(287.420)	(401.914)	(513.087)	(621.146)	(726.276)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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



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

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

Passivos em moeda estrangeira	31.12.2024
Empréstimos e financiamentos	681.091
Exposição patrimonial	681.091
Ponta ativa - instrumentos financeiros	(678.275)
Total	2.816

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

A 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	31.12.2024
Fornecedores (Itaipu)	14.980	92.761
Passivo líquido exposto	14.980	92.761

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 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 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 Déficits - MCSD de energia existente e de energia nova.

26. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo estão descritos como segue:

	2026	2027	2028	2029	Após 2029
Compra de energia	5.422.612	2.704.352	2.501.646	2.566.687	37.340.115

Estes contratos representam o volume total contratado pelo preço corrente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, que foram homologados pela ANEEL.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2024

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

**27. Seguros**

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

As especificações por modalidade de risco, estão demonstradas a seguir:

Riscos	Data de vigência		Importância assegurada	Limite máximo de garantia sinistro
	De	Até		
Riscos operacionais	31/10/24	31/10/25	12.074.880	6.284.546
Responsabilidade civil geral	31/10/24	31/10/25	N/A	100.860
Responsabilidade civil administradores	10/11/24	10/11/25	N/A	86.382
Riscos ambientais	31/10/24	31/10/25	N/A	125.691

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

28. Informações complementares às demonstrações do fluxo de caixa**28.1 Principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa:**

Não impacta caixa	31.12.2024	31.12.2023
Compensações de PIS e COFINS (ICMS)	(423.614)	(470.351)
Total	(423.614)	(470.351)

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 alocados por atividade nas demonstrações dos fluxos de caixa:

Pagamento de juros	31.12.2024	31.12.2023
Apresentados nas atividades operacionais	(85.666)	(309.532)
Apresentados nas atividades de investimento (juros capitalizados)	-	(36)
Total	(85.666)	(309.568)

28.2 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:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

31 de dezembro de 2024

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



Efeito caixa	Nota	31.12.2024	31.12.2023
<u>Atividades de financiamentos</u>			
Captação de empréstimos e financiamentos	14	990.777	2.727.388
Pagamento de empréstimos e financiamentos (principal)	14	(1.733.704)	(1.975.969)
Pagamento de arrendamento (principal)		(38.496)	(6.958)
Pagamento de instrumento financeiro derivativo (principal)		(16.818)	(110.950)
Total		(798.241)	633.511

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

31 de dezembro de 2024

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



29. Eventos subsequentes

29.1 Mútuos

Em janeiro e fevereiro de 2025, a Companhia com a necessidade de capital de giro, captou novos mútuos com a controladora Enel Brasil, conforme detalhado a seguir:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
Enel Brasil Mútuo 77	35.264	03/01/25	03/04/25	CDI + 0,85%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 78	115.868	15/01/25	15/04/25	CDI + 0,85%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 79	50.377	17/01/25	17/04/25	CDI + 0,85%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 80	130.986	03/02/25	05/05/25	CDI + 0,88%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Enel Brasil Mútuo 81	35.266	17/02/25	19/05/25	CDI + 0,88%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A

Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Os diretores da Ampla Energia e Serviços S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF Nº 33.050.071/0001-58, com Avenida Oscar Niemeyer nº 2000, Bloco 01, Sala 701, Santo Cristo, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, das disposições constantes nos incisos V e VI do §1º do artigo 25 da Instrução CM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que revisaram, discutiram e concordam com a opinião expressa no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes, bem como reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2025.

Francesco Moliterni

Diretor-Presidente

Andrea Vossio

Diretor de Administração, Finanças, Controle e Relação com Investidores

Alain Rosolino

Diretor de Pessoas e Organização

Francesco Moliterni

Diretor de Relações Institucionais

Francesco Moliterni

Diretor de Comunicação

Anna Paula Hiotte Pacheco

Diretora de Regulação

Ana Claudia Gonçalves Rebello

Diretora Jurídica

Fernando Andrade

Diretor de Engenharia e Construção

José Luis Salas Rincon

Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

Luiz Flavio Xavier de Sá

Diretor de Mercado

Vago

Diretor de Compras

Manifestação do Conselho de Administração

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.

Os membros do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. aqui representados pelo Presidente do Conselho de Administração abaixo-assinado, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras, referentes ao exercício social encerrado em 31/12/2024, compreendendo o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, as Demonstrações de Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, do Fluxo de Caixa, do Valor Adicionado, de Outros Resultados Abrangentes, complementadas pelas Notas Explicativas, bem como a proposta de destinação de lucro do exercício, acompanhados do relatório da auditoria externa, sem ressalvas, emitido pela KPMG Auditores Independentes S.S., e respectivos esclarecimentos prestados por seu representante, ao Conselho de Administração, propõem a submissão dos referidos documentos ora aprovados à Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2025.

Guilherme Gomes Lencastre
Presidente do Conselho de Administração