



**Eletropaulo Metropolitana
Eletricidade de São Paulo S.A.**

Companhia Aberta
CNPJ/ME nº 61.695.227/0001-93

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO | 2024

Prezados Acionistas,

A Administração da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Enel Distribuição São Paulo", ou "Companhia"), em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes sobre essas demonstrações, 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. PERFIL

A Enel Distribuição São Paulo é uma Companhia de capital aberto estando presente em 24 cidades da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país. A área de concessão, de 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, com 1.770¹ unidades consumidoras por km², o que corresponde a aproximadamente 7,9%² do total de energia elétrica consumida no Brasil.

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a Enel Distribuição São Paulo está permanentemente comprometida em prestar melhores serviços e de forma mais rápida. A Companhia está sempre preocupada em ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo aberto com todos os seus públicos. A Enel Distribuição São Paulo é consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do estado e do país.

Para atender a demanda de aproximadamente 8,0 milhões de unidades consumidoras, a Enel Distribuição São Paulo, dispõe de uma infraestrutura formada por 163 subestações e uma malha de distribuição e subtransmissão, cabos aéreos e subterrâneos de mais de 44 mil quilômetros, dos quais 1.846 km são linhas de subtransmissão e 42.648 km referem-se a redes de distribuição aérea e subterrânea.

2. DESTAQUES

DESTAQUES NO PERÍODO

	2024	2023	Var. %
Receita Bruta (R\$ mil)	31.684.880	29.726.098	6,6%
Receita Líquida (R\$ mil)	20.550.042	19.250.925	6,7%
EBITDA (1) (R\$ mil)*	4.280.854	4.380.769	-2,3%
Margem EBITDA (%)*	20,8%	22,8%	-1,9 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)*	23,1%	24,6%	-1,5 p.p.
EBIT (2) (R\$ mil)*	3.274.453	3.480.515	-5,9%
Margem EBIT (%)*	15,9%	18,1%	-2,1 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	1.075.231	1.301.722	-17,4%
Margem Líquida (%)	5,2%	6,8%	-1,5 p.p.
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	5,8%	7,3%	-1,5 p.p.
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	44.446	42.689	4,1%
CAPEX (R\$ mil)*	2.118.448	1.642.117	29,0%
DEC - horas (12 meses)*	6,68	6,77	-1,4%
FEC - vezes (12 meses)*	3,20	3,40	-5,9%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,35%	97,68%	0,7 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)*	10,89%	10,57%	0,3 p.p.
PMSO (3)/Consumidor*	319,9	348,0	-8,1%

(1) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização, (2) EBIT: Resultado do Serviço e (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

¹ Dados internos de unidades faturadas, de dezembro de 2024;

² Dados acumulados de 2024, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

3. CONTEXTO SETORIAL E AMBIENTE REGULATÓRIO

Distribuição Elétrica no Brasil

A Enel Distribuição São Paulo 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 15 de junho de 1998, concedendo-lhe o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho de 2028.

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 incluídos, 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 de 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 São Paulo é 4 de julho.

Renovação da 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.

Reajuste Tarifário Anual 2024

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 02 de julho, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2024 a ser aplicado a partir de 04 de julho de 2024, Resolução Homologatória nº 3.339/2024.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia de -9,05% composto por reajuste econômico de -2,57% e componente financeiro de -6,48%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário, +6,61%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de -2,43%.

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 as 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\$ 7,777 (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 nos anos de 2023 e 2024, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

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

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

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

Em 29 de dezembro de 2022, a Resolução Homologatória nº 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 nº 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.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES*

	2024	2023	Var. %
Mercado Cativo	8.004.332	7.923.164	1,0%
Residencial	7.531.263	7.453.129	1,0%
Industrial	24.231	24.892	-2,7%
Comercial	429.426	423.441	1,4%
Rural	568	584	-2,7%
Sector Público	18.844	21.118	-10,8%
Clientes Livres	6.055	3.926	54,2%
Industrial	1.567	873	79,5%
Comercial	4.318	2.977	45,0%
Sector Público e outros	170	76	123,7%
Total - Número de Consumidores (faturados)	8.010.387	7.927.090	1,1%

O número de unidades consumidoras faturadas apresentou um crescimento de 1,1% em 2024 em relação a 2023. O crescimento do mercado cativo concentrou-se principalmente no setor comercial e residencial.

Em relação ao mercado livre, destacam-se as classes industrial e comercial, com aumentos de 79,5% e 45,0% respectivamente, reflexo da aceleração na migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre, impulsionada pela abertura desse mercado para os clientes do Grupo A, a partir de janeiro de 2024.

Venda de Energia na Área de Concessão³

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	2024	2023	Var. %
Mercado Cativo	29.378	29.280	0,3%
Clientes Livres	15.067	13.409	12,4%
Total - Venda e Transporte de Energia	44.446	42.689	4,1%

Mercado Cativo

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	2024	2023	Var. %
Residencial	17.893	17.229	3,9%
Industrial	1.530	1.872	-18,3%
Comercial	8.044	8.213	-2,1%
Rural	33	33	1,6%
Sector Público	1.878	1.933	-2,8%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	29.378	29.280	0,3%

O mercado cativo totalizou 29.378 GWh em 2024, mantendo-se praticamente estável em relação ao ano passado (29.280 GWh).

O consumo na classe residencial registrou um aumento de 3,9% em 2024 em relação ao ano anterior em decorrência do impacto positivo associado a temperaturas mais elevadas no período observado.

Já na classe industrial, a redução de 18,3% é efeito da migração para o mercado livre, impulsionado pela abertura desse mercado para os clientes do Grupo A, a partir de janeiro de 2024.

O consumo da classe comercial apresentou uma redução de 2,1% no ano também em razão do efeito da migração dos clientes para o mercado livre, mais do que compensando o efeito positivo das temperaturas mais elevadas e do bom desempenho econômico.

Em relação ao setor público, observa-se o mesmo efeito, com redução no consumo (-2,8%), devido principalmente a migração da categoria poder público para o mercado livre.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	2024	2023	Var. %
Industrial	6.207	5.647	9,9%
Comercial	7.021	6.084	15,4%
Sector Público e outros	1.839	1.678	9,8%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	15.067	13.409	12,4%

O mercado faturado dos clientes livres totalizou um volume de 15.067 GWh em 2024, um aumento de 12,4% quando comparado a 2023, em decorrência principalmente da migração de clientes do mercado cativo, impulsionada pela abertura do mercado para clientes do Grupo A.

Além do efeito da migração, o aumento do consumo na classe comercial e industrial, reflete o dinamismo do mercado de trabalho e alta na massa de renda e forte alta na indústria, principalmente a de veículos e metalurgia.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	2024	2023	Var. %
Itaipu	7.039	7.261	-3,1%
Angra 1 e 2	1.397	1.404	-0,5%
Proinfa	662	656	0,9%
Leilão e Quotas	26.713	26.142	2,2%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	35.810	35.463	-73,6%
Liquidação na CCEE	-272,9	-98,0	527,9%
Total - Compra de Energia	35.537	35.365	0,5%

Balanco de Energia

BALANÇO DE ENERGIA (GWH)*

	2024	2023	Var. %
Energia Requerida (GWh)	50.248,3	48.240,9	4,2%
Energia Distribuída (GWh)	44.776	43.143	3,8%
Mercado Cativo	29.709	29.591	0,4%
Mercado Livre	15.067	13.552	11,2%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (GWh)	5.472	5.097	7,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (%)	10,89%	10,57%	0,3 p.p.

Qualidade do Fornecimento

DEC - horas



FEC - vezes

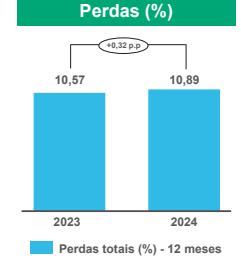


Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

Os indicadores DEC e FEC apresentaram redução de 1,4% e 5,9% respectivamente em 2024 quando comparado com 2023. A redução de tais indicadores, reflete, principalmente, as iniciativas da Companhia voltadas para melhoria da qualidade dos serviços, que englobam melhorias na infraestrutura da rede, com o aumento de investimentos focados em resiliência e no tempo médio de atendimento, com a redução do tempo de resposta às ocorrências. Destaca-se que os níveis de DEC e FEC registrados no período estão dentro dos limites regulatórios estabelecidos na revisão tarifária (DEC: 7,12 / FEC: 4,90).

Disciplina de Mercado (Perdas)

Perdas (%)



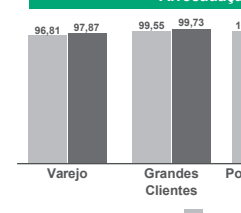
As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 10,89%, apresentando um aumento de 0,32 p.p. em relação às perdas registradas em 2023, de 10,57%. O aumento do nível de perdas, em particular as perdas não técnicas, foi fortemente influenciado pelas grandes elevações de temperatura ocasionadas pelas ondas de calor durante o período analisado.

As altas temperaturas registradas geraram um incremento na demanda, elevando a energia injetada na rede, aumentando consequentemente o nível de perda.

Dentre as principais ações promovidas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se: (i) Inspeções de fraude: tem por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forçando a medição; (ii) Programa de recuperação de instalações cortadas/autoreligadas ou sem contrato ativo (operações do ciclo comercial): tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência ou contrato inativo e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes ou sem contrato, passam a consumir energia de forma irregular; (iii) Regularização de ligações informais (clandestinas): Tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares. Com essas ações de recuperação de energia obteve-se um incremento no mercado faturado de 1.042 GWh de energia em 2024.

Arrecadação

Arrecadação (%)



O índice de arrecadação da companhia atingiu 98,35% ao final de 2024 contra 97,68% no mesmo período do ano anterior, representando um aumento de 0,67 p.p. O indicador foi impactado positivamente pelo programa Desenrola Brasil do Governo Federal, que viabilizou cerca de 44 mil negociações, totalizando aproximadamente R\$ 65 milhões.

Outro fator importante foram as ações operativas, com destaque para ampliação do Limpa Nome do Serasa e a expansão dos medidores inteligentes Smart Meter, que através de sua tecnologia, otimizam a eficiência das ações de corte da Companhia. Além disso, a Companhia manteve ações recorrentes, voltadas para o aumento de arrecadação com cobranças administrativas e redução dos níveis de inadimplência, tais como ações de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, implementação do PIX, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equacionar valores em aberto.

5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	2024	2023	Var. %
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	9.088.726	8.634.532	5,3%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(105.699)	(93.740)	12,8%
Subvenção de recursos da CDE	1.002.484	885.635	13,2%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	3.223.132	2.913.740	10,6%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	12.167.666	12.677.207	-4,0%
Receita de construção	2.022.845	1.462.409	38,3%
Atualização do ativo financeiro da concessão	405.403	313.004	29,5%
Ativo financeiro setorial, líquido	2.078.384	1.182.443	75,8%
Outras receitas originadas de contratos com clientes	1.801.939	1.750.868	2,9%
Total - Receita Operacional Bruta	31.684.880	29.726.098	6,6%
ICMS	(4.341.217)	(4.204.658)	3,2%
COFINS	(1.867.337)	(1.	



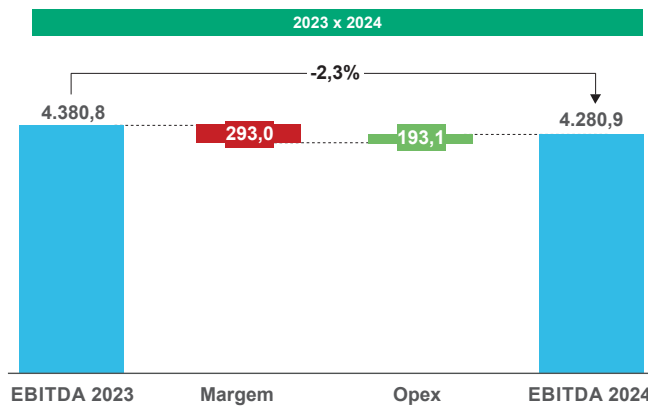
ELETPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

...continuação

apresentado uma redução de cerca de R\$ 11,6 milhões relacionado ao maior nível de capitalização no período (parcela do custo de pessoal alocado como capex);

- Redução de R\$ 11,9 milhões na rubrica de Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em razão de pagamentos de provisões regulatórias; Tais efeitos foram parcialmente compensados por:
- Aumento de R\$ 107,5 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em razão do aumento de ocorrências emergenciais relacionadas ao evento climático de outubro, além da intensificação de ações de manutenção. As despesas e custos relacionados às atividades de poda totalizaram R\$ 111,2 milhões em 2024;
- Aumento de R\$ 106,1 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia;
- Aumento da rubrica de Perdas de Receíveis de Clientes (R\$ 36,1 milhões) em razão de write off da dívida.

EBITDA



O EBITDA da Enel São Paulo em 2024 atingiu o montante de R\$ 4,3 bilhões o que representa uma redução de R\$ 99,9 milhões em relação a 2023, devido à menor margem auferida no período, reflexo principalmente do aumento das deduções e dos custos do serviço de energia elétrica (compra de energia e encargos do sistema de transmissão e distribuição). Tal efeito foi parcialmente compensado pela redução dos custos e despesas operacionais (OPEX), explicada principalmente pelo menor nível de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa.

Resultado Financeiro

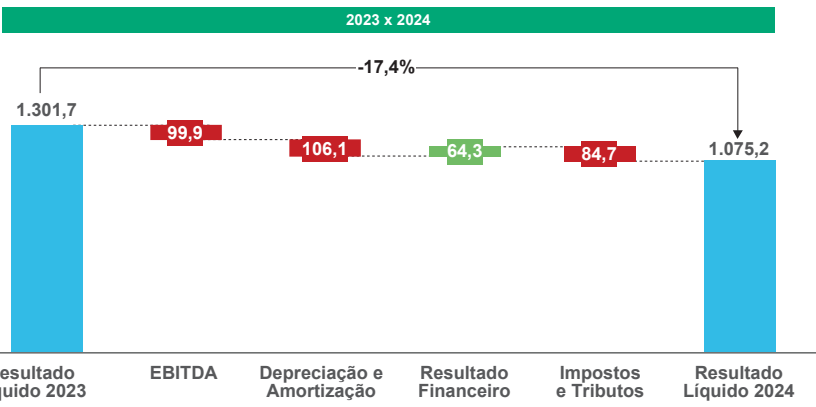
	2024	2023	Var. %
Renda de Aplicações Financeiras	38.914	221.996	-82,5%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	33.378	55.538	-39,9%
Subvenções governamentais	59	845	-93,0%
Atualização de Créditos Tributários	1.663	92	-79,3%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	57.519	61.001	-80,7%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	56.504	17.157	<-100,0%
Ajuste MTM Dívida	413.156	242.648	<-100,0%
Juros e variações monetárias - outros	240.176	115.765	-44,6%
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	16.435	22.930	-74,8%
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	49.390	4.150	36,7%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(17.616)	(23.340)	-24,5%
Total - Receitas Financeiras	889.578	718.782	23,8%
Despesas Financeiras			
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(479.467)	(497.056)	-3,5%
Variação Monetária - Empréstimos e Derivativos	(134.874)	(121.495)	11,0%
Instrumentos Financeiros de hedge	(615.997)	(660.116)	-6,7%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(24.056)	(29.074)	-17,3%
Subvenções governamentais	(59)	(845)	-93,0%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(28.767)	(31.156)	-7,7%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	9.928	6.367	55,9%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(43.869)	(42.394)	3,5%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(101.211)	(107.633)	-6,0%
Atualização Acordo Eletrobras	(4.001)	(30.237)	-86,8%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(500.144)	(613.627)	-18,5%
Comissão de fiança - partes relacionadas	(20.026)	(6.126)	>100,0%
Juros e variações monetárias - outros	(224.278)	(59.030)	>100,0%
Outras Despesas Financeiras	(75.755)	(70.663)	7,2%
Atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial	(268.824)	(149.863)	79,4%
Total - Despesas Financeiras	(2.511.400)	(2.412.948)	4,1%
Variações Cambiais	(6.733)	1.303	<-100,0%
Variações cambiais - Empréstimos	(702.885)	181.545	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	702.901	(181.566)	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	(6.749)	1.324	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(1.628.555)	(1.692.863)	-3,8%

Em 2024, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 1,6 bilhão, montante 3,8% (R\$ 64,3 milhões) inferior ao valor registrado em 2023 (R\$ 1,7 bilhão), devido a:

- Redução líquida de despesa no montante de R\$ 218,8 milhões nas rubricas de dívida (Dívida marcação a mercado, instrumento financeiro de hedge, ajuste MTM dívida, encargos de dívidas e variação monetária, variações cambiais - empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido, principalmente, à redução do CDI (10,8% 2024 vs. 13,0% 2023);
- Redução de R\$ 113,5 milhões na rubrica relacionada ao Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 79,6 milhões nas rubricas de atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais relacionada a correção financeira do saldo passivo da CVA no ano;
- Redução de R\$ 183,1 milhões na rubrica de renda de aplicações financeiras decorrente de menor caixa médio em 2024 versus o mesmo período do ano anterior, além da redução do CDI.



O resultado líquido da Enel São Paulo registrou lucro de R\$ 1,1 bilhão, representando uma redução de 17,4% ou R\$ 226,5 milhões em relação ao mesmo período do ano passado, resultado do menor EBITDA registrado no período, bem como depreciação e amortização e impostos e tributos, compensados parcialmente por uma melhora no resultado financeiro.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	2024	2023	Var. %
Empréstimos, Financiamentos, Deb. E Derivativos	7.309.897	7.026.328	4,04%
(-) Disponibilidades	(1.021.026)	(466.663)	118,79%
Dívida Líquida	6.288.871	6.559.665	-4,13%
EBITDA (1)	4.280.854	4.380.769	-2,28%
Dívida Bruta/EBITDA	1,71	1,60	6,48%
Dívida Líquida/EBITDA	1,47	1,50	-1,89%
Dívida Bruta/(Dívida Bruta + PL)	0,56	0,71	-20,81%
Dívida Líquida/(Dívida Líquida + PL)	0,53	0,70	-24,52%

(1) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).
 A Dívida Bruta da Companhia encerrou 2024 em R\$ 7.310 milhões, um aumento de R\$ 284 milhões em relação ao 4T23. Essa variação deve-se principalmente às (i) novas captações no montante de R\$ 2.415 milhões para financiamento de investimentos, e (ii) provisões de encargos de R\$ 807 milhões. Estes efeitos foram compensados por liquidações de dívidas e juros no valor total de R\$ 2.920 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período o valor de R\$ 19 milhões referentes a ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes e a custos de transação, líquido das apropriações.

Dentre às liquidações realizadas em 2024, destacam-se as operações dos empréstimos com o BNP Paribas no total de R\$ 1.015 milhões realizadas no primeiro semestre do ano; a liquidação de empréstimo com a EPI no montante de R\$ 609 milhões realizada em junho de 2024; a liquidação do empréstimo com o MUFJ no valor de R\$ 200 milhões realizada em setembro de 2024; e a amortização parcial da 24ª emissão de debêntures - 1ª série no montante de 350 milhões realizada em maio de 2024.

A Companhia encerrou 2024 com o custo médio da dívida no ano em 11,76% a.a.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 31 de dezembro de 2024 era de R\$ 500 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da ANEEL para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despacho Nº 1.916/2024, no valor de até R\$ 4.000 milhões.

O Grupo, por meio da controladora indireta Enel S.p.A. (sedada na Itália), tem feito aportes e investimentos significativos no Brasil. A Companhia conta ainda, caso seja necessário, com o apoio financeiro da Enel S.p.A. que, por meio da Enel Finance International (EFI), poderá disponibilizar recursos para financiar investimentos e/ou capital de giro.

Índices Financeiros - Covenants

Conforme descrito na Nota Explicativa nº 15.7 das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício de 2024, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados com base em suas Informações Trimestrais e Demonstrações Contábeis Anuais, os quais foram atingidos em 31 de dezembro de 2024. Segue abaixo o cálculo do covenant financeiro exigido nas emissões de debêntures e empréstimos bancários:

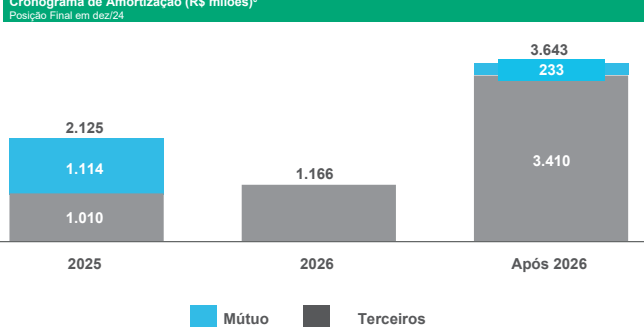
	2024
Empréstimos, Financiamentos, Deb. e Derivativos	7.309.897
Fundo de Pensão	(3.388.746)
(-) Disponibilidades	(1.021.026)
Dívida Líquida	2.900.125
EBITDA (1) (12 meses)	4.280.854
(+) PDD	438.499
(+) Contingências	120.157
(+) Despesas com Entidade de Previdência Privada (últimos 12 meses)	7.510
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	32.835
EBITDA (12 meses) - Ajustado 24ª, 25ª, 26ª e 27ª Emissão	4.879.855

(1) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).

Covenant Financeiro

Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 24ª, 25ª, 26ª e 27ª Debênture, SCOTIA **0,59**

Cronograma de Amortização (R\$ milhões)*

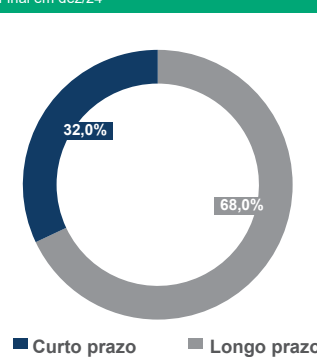


* Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo e saldo líquido do derivativo.

5 e 6* Não considera previdência.

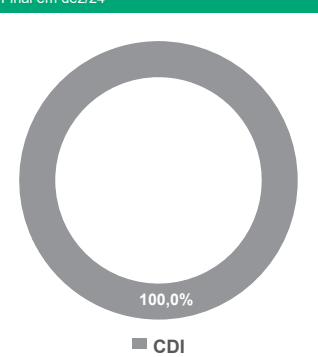
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP⁷

Posição Final em dez/24



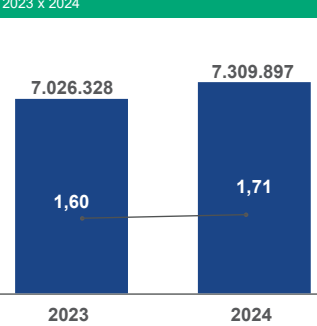
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores⁸

Posição Final em dez/24



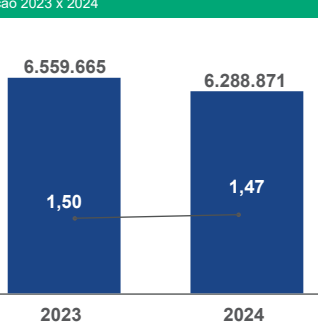
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezes)

Evolução 2023 x 2024



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)

Evolução 2023 x 2024



Classificação de Riscos (Rating)⁸

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.

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	2024	2023	Var. %
Manutenção	769.884	737.726	4,4%
Crescimento	785.751	490.658	60,1%
Novas Conexões	434.067	308.799	40,6%
Financiado pela Companhia	1.989.702	1.537.183	29,4%
Financiado pelo Cliente	128.746	104.933	22,7%
Total	2.118.448	1.642.117	29,0%

A partir do ano de 2024, foi realizada uma reclassificação a fim de padronizar as classificações de investimento da Enel São Paulo com as demais Distribuidoras do Grupo. Houve uma mudança na alocação de determinados investimentos, que migraram da categoria manutenção para novas conexões.

De forma geral, os investimentos em Crescimento da Rede e Novas Conexões contribuíram positivamente para redução no custo de manutenção. Tais investimentos visam a modernização e aprimoramento das condições de fornecimento e, embora não sejam enquadrados na categoria manutenção, são melhorias que resultam em um menor número de falhas, que por consequência, resultam em menores manutenções.

A Companhia investiu ao longo do ano de 2024 o total de R\$ 2,1 bilhões, representando um aumento de 29,0% em relação a 2023. Tal nível de investimentos figura como o maior montante investido em toda a série histórica, refletindo o compromisso assumido pela Companhia que concentra esforços contínuos na melhoria da rede e do serviço prestado. Desde que a Enel assumiu a concessão, os investimentos totalizaram R\$ 10,5 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 São Paulo 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.

O plano de investimento prevê a aquisição de energia, prevê um investimento de cerca de R\$ 10,4 bilhões entre 2025 e 2027 na área de concessão, que engloba a capital e 23 municípios, representando um crescimento de 68% versus o plano anterior, que totalizava R\$ 6,2 bilhões de investimentos previstos para o período de 2024 a 2026. Um ponto relevante do plano compartilhado inclui a contratação de até 1.200 colaboradores de forma a assegurar uma resposta de melhor qualidade às solicitações dos clientes.

Dentre as iniciativas apresentadas pela distribuidora, 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.

Principais ações apresentadas pela companhia

- **Aumento de pessoal**: nosso programa de sustentabilidade chamado "Enel Compartilha", vem atuando em diversas frentes para promover a redução do tempo médio de atendimento aos clientes;
- **Investimento em infraestrutura**: ações de manutenções preventivas e corretivas intensificadas com o objetivo de reduzir os desligamentos não programados na rede, com a substituição de equipamentos e modernização de trechos da rede de média e baixa tensão, com a instalação de redes compactas mais resistentes, além da instalação de mais equipamentos de automação;
- **Novos protocolos de atuação em caso de contingência**: ampliação em mais de quatro vezes as equipes em campo, dependendo da criticidade dos alertas meteorológicos e canais de atendimento redimensionados para cada situação, podendo ter a capacidade dobrada nas contingências severas;
- **Podas de árvores**: propôs a realização de um programa de poda seletiva e chamado "Enel Compartilha", com o objetivo de oferecer energia limpa, segura e acessível aos clientes, com a execução de cerca de 600 mil podas/ano na área de concessão;
- A companhia reiterou seu compromisso de participação no Centro de Gerenciamento de Emergências Climáticas da Prefeitura de São Paulo (CGE), que passa a integrar de forma permanente para auxiliar as autoridades no atendimento às ocorrências no município.
- Enel e prefeitura sugeriram a criação de uma força-tarefa conjunta e um canal de comunicação para priorizar o atendimento das necessidades estratégicas do município. Com um grupo de trabalho integrado com a prefeitura, a distribuidora vai acompanhar de perto as demandas da administração pública.

6. DESEMPENHO 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, a 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 Limpas (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 São Paulo.

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 São Paulo, em 2024, realizou 21 projetos que beneficiaram mais de 597 mil pessoas, com um investimento de cerca de R\$ 65 milhões. Também foi gerado o valor de R\$ 251 mil em renda extra para as comunidades, por meio dos projetos de empregabilidade e empreendedorismo. Foram trocadas gratuitamente cerca de 5,7 mil geladeiras e 497,4 mil lâmpadas dos clientes, por meio das diversas iniciativas de eficiência energética.

Entre os projetos realizados destacamos o seguinte:

Enel Compartilha Oportunidade: O projeto beneficiou, em 2024, mais de 5.100 pessoas com oficinas que promovem a empregabilidade. A iniciativa também faz parte do programa de capacitação da Escola de Elettricistas em parceria com o SENAI. Além do curso técnico promovido pelo SENAI, os alunos inscritos também participam de uma formação complementar em empregabilidade, promovida pela Enel, com orientações sobre como elaborar um currículo, como se preparar para entrevistas de emprego, dicas comportamentais no ambiente de trabalho, entre outros temas. O projeto abriu 210 vagas para a formação técnica nas profissões de Eletricista de Rede de Baixa Tensão, seguido por um processo seletivo para trabalhar na Enel. Até o

final de dezembro, já haviam sido contratados 125 alunos.

Eficiência Energética para Baixa Renda: Os projetos do programa Enel Compartilha Eficiência Energética beneficiaram 125.156 clientes na Enel São Paulo. Foram substituídos 5.680 refrigeradores e 488.524 lâmpadas comuns por LED, por meio dos projetos Enel Compartilha Consumo Consciente, Enel Compartilha Cidadania e Troca de Geladeiras. Foram realizadas ainda oficinas e palestras sobre cidadania e educação para o consumo consciente, com orientações para cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica e visitas domiciliares. Destaca-se ainda a realização de palestras sobre uso eficiente e seguro de energia, com apoio de óculos de realidade virtual, durante os eventos "Energia Legal", outro programa da Enel que tem o objetivo de conscientizar a população sobre os riscos e prejuízos do furto de energia.

Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda: O projeto beneficiou, em 2024, mais de 5.100 pessoas com oficinas que promovem a empregabilidade. A iniciativa também faz parte do programa de capacitação da Escola de Elettricistas em parceria com o SENAI. Além do curso técnico promovido pelo SENAI, os alunos inscritos também participam de uma formação complementar em empregabilidade, promovida pela Enel, com orientações sobre como elaborar um currículo, como se preparar para entrevistas de emprego, dicas comportamentais no ambiente de trabalho, entre outros temas. O projeto abriu 210 vagas para a formação técnica nas profissões de Eletricista de Rede de Baixa Tensão, seguido por um processo seletivo para trabalhar na Enel. Até o

final de dezembro, já haviam sido contratados 125 alunos.

Chamada Pública de Projetos: Em 13 de dezembro, a Enel Distribuição São Paulo lançou a Chamada Pública (CPP 001/2024) para que seus clientes tenham a oportunidade de apresentar projetos que promovam o consumo eficiente de energia elétrica, e que possam ser financiados com recursos do Programa de Eficiência Energética regulado pela ANEEL. Ao todo, foram disponibilizados R\$ 50 milhões, sendo R\$ 8 milhões para iniciativas de iluminação pública, R\$ 17 milhões para Poder público e Serviços públicos, e R\$ 25 milhões para projetos de outras tipologias. Com prazo de inscrições até 7 de março de 2025, o edital completo foi disponibilizado para consulta no site:



ELETPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

...continuação

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.

Apelo 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 São Paulo*

	2024	2023
Força de trabalho	19.252	15.721
Colaboradores próprios (unit)	4.430	3.854
Colaboradores terceirizados (unit)	14.822	11.867
% de mulheres na Empresa	14,6%	16,9%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	30,1%	28,3%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	17,59	15,46
Taxa de Rotatividade (2)	6,1%	0,9%
Número de membros no conselho (unit)	8	8
Número de membros independentes no conselho (unit)	-	1
% de mulheres no conselho	25,0%	37,5%
Beneficiados pelos projetos sociais (3)	597.647	556.624
Resíduos perigosos enviados para recuperação	98%	100%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	99%	83%
Avaliação de fornecedores ambientais (4)	6	13
Realização de ECoS Ambiental (5)	1	2

(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: 1

7. RECONHECIMENTOS E PREMIAÇÕES

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 Ideias. 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 São Paulo
Prêmio Betinho de Democracia e Cidadania 2024

A Enel Distribuição São Paulo recebeu menção honrosa no Prêmio Betinho de Democracia e Cidadania 2024, concedido pela Câmara Municipal de São Paulo a iniciativas de combate à fome, exclusão social, miséria e violência. O reconhecimento foi destinado ao Centro Educacional Infantil Luz e Lápis, mantido pela Enel, pelo relevante trabalho social desenvolvido pela instituição.

8. RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

AUDITORIA INDEPENDENTE

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.

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados operacionais prévios referente ao 2024.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31.12.2024	31.12.2023		Nota	31.12.2024	31.12.2023
Ativo circulante				Passivo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.014.632	460.692	Fornecedores	13	3.408.926	2.684.098
Títulos e valores mobiliários	5	6.394	5.971	Empréstimos e financiamentos	15	1.995.522	1.117.790
Contas a receber de clientes	6	3.727.553	4.049.106	Debêntures	16	394.619	398.558
Créditos a receber - subvenção e outros	7	209.799	99.770	Obrigações por arrendamentos		59.421	51.894
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	8	192.123	11.877	Outras obrigações fiscais		470.765	506.176
Outros tributos compensáveis	8	597.854	1.630.569	Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	20	100.638	160.138
Despesas pagas antecipadamente		46.588	53.267	Salários, provisões e encargos sociais		121.560	113.802
Almoxarifado		44.071	29.075	Encargos setoriais	14	445.746	541.388
Serviços em curso		226.026	378.410	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	17	805.454	997.292
Instrumentos financeiros derivativos		101.101	135	Passivo financeiro setorial	9	1.049.306	872.417
Outros créditos	27	388.335	403.513	Obrigações com benefícios pós-emprego	18	5.892	6.741
Total do ativo circulante		6.554.476	7.122.385	Contas a pagar - acordo Eletrobras		-	66.282
				Instrumentos financeiros derivativos	27	65.672	238.873
				Provisões para processos judiciais e outros riscos	19	169.853	187.286
				Outras obrigações		917.405	721.904
				Total do passivo circulante		10.010.779	8.664.639
Ativo não circulante				Passivo não circulante			
Contas a receber de clientes	6	31.417	48.816	Empréstimos e financiamentos	15	2.217.431	1.757.085
Outros tributos compensáveis	8	2.535.891	2.212.117	Debêntures	16	3.221.717	3.753.738
Depósitos vinculados		712.427	693.705	Obrigações por arrendamentos		125.208	150.086
Tributos diferidos	25	1.722.573	2.509.661	Encargos setoriais	14	112.491	98.703
Benefício fiscal	10	1.722.363	1.794.021	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	17	2.111.591	2.983.143
Instrumentos financeiros derivativos	27	483.963	442.278	Passivo financeiro setorial	9	288.025	502.616
Outros créditos		51.010	56.172	Obrigações com benefícios pós-emprego	18	4.395.560	6.629.343
Investimento		38.454	37.018	Instrumentos financeiros derivativos	27	-	202.697
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	11.1	2.056.357	1.352.551	Provisões para processos judiciais e outros riscos	19	756.525	945.089
Ativo financeiro indenizável (concessão)	11.2	9.324.702	8.317.479	Outras obrigações		115.367	120.850
Imobilizado	12	180.373	195.297			13.323.915	17.143.350
Intangível	11.3	3.549.958	3.849.405	Patrimônio líquido	20		
				Capital social		4.532.525	3.079.525
				Reserva de capital		638.674	2.268.430
				Reserva de lucros		-	2.237.488
				Outros resultados abrangentes e ajustes de avaliação patrimonial		458.071	(4.762.527)
Total do ativo não circulante		22.409.488	21.508.520	Total do patrimônio líquido		5.629.270	2.822.916
				Total do passivo		28.963.964	28.630.905
Total do ativo		28.963.964	28.630.905				

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 resultado por ação)

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Receita líquida	22	20.550.042	19.250.925
Custo	23	(16.253.157)	(14.451.357)
Lucro bruto		4.296.885	4.799.568
Receitas (despesas) operacionais	23		
Despesas gerais e administrativas		(595.266)	(695.087)
Perda por redução ao valor recuperável de contas a receber		(438.499)	(629.743)
Outras receitas operacionais		11.333	5.777
Total despesas operacionais		(1.022.432)	(1.319.053)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro		3.274.453	3.480.515
Resultado financeiro	24		
Receitas financeiras		889.578	718.782
Despesas financeiras		(2.511.400)	(2.412.948)
Variações cambiais líquidas		(6.733)	1.303
Total do resultado financeiro		(1.628.555)	(1.692.863)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social		1.645.898	1.787.652
Imposto de renda e contribuição social	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		984	(193.621)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(571.651)	(292.309)
Total dos tributos sobre o lucro		(570.667)	(485.930)
Lucro líquido do exercício		1.075.231	1.301.722
Lucro líquido por ação em R\$ - básico e diluído	21	4,0459	6,5921

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023
(Valores expressos em milhares de Reais)

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
1. Receitas		31.246.382	29.096.355
Receita bruta de venda de energia e outras receitas		31.684.881	29.726.098
Fornecimento de energia elétrica		21.406.314	21.443.588
Outras receitas - originadas de contratos de clientes		4.769.450	4.439.019
Outras receitas		3.486.272	2.381.082
Receita relativa à construção de ativos próprios		2.022.845	1.462.409
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, líquida		(438.499)	(629.743)
2. Insumos adquiridos de terceiros		(16.158.555)	(14.501.444)
Materiais		(912.121)	(607.333)
Outros custos operacionais		(200.276)	(295.448)
Custo de energia comprada e transmissão		(12.933.694)	(11.813.628)
Serviço de terceiros		(2.112.464)	(1.785.035)
3. Valor adicionado bruto		15.087.827	14.594.911
4. Retenções		(1.054.586)	(944.524)
Depreciação e amortização		(1.054.586)	(944.524)
5. Valor adicionado líquido produzido pela entidade		14.033.241	13.650.387
6. Valor adicionado recebido em transferência		889.578	718.782
Receitas financeiras		889.578	718.782
7. Valor adicionado total a distribuir		14.922.819	14.369.169
8. Distribuição do valor adicionado		14.922.819	14.369.169
Empregados (Colaboradores)		613.929	641.626
Salários e encargos		384.919	388.749
Participação dos trabalhadores nos lucros e resultados		(1.545)	40.332
Benefícios		196.644	180.886
FGTS		33.911	31.659
Tributos (Governo)		10.684.349	10.024.940
Federais		1.757.507	1.702.609
Imposto de renda e contribuição social		570.667	485.930
COFINS		869.036	903.280
PIS		188.549	196.010
INSS		92.195	81.629
Encargos sociais - outros		37.060	35.760
Estaduais		4.356.459	4.218.417
ICMS		4.341.236	4.204.658
Outros estaduais		15.223	13.759
Municipais		49.709	53.284
ISS		325	331
IPTU		49.461	52.953
Outros municipais		(77)	-
Encargos setoriais		4.520.674	4.050.630
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		3.920.161	3.738.326
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE		180.612	172.375
Encargos do consumidor - PROINFA		12.645	110.714
Encargos do consumidor - CCRBT		380.782	929
Taxa de fiscalização - ANEEL		26.474	28.286
Remuneração de capitais de terceiros		2.549.310	2.400.881
Juros		2.518.133	2.411.645
Aluguéis		31.177	(10.764)
Remuneração de capitais próprios		1.075.231	1.301.722
Realização de ajuste de avaliação patrimonial		(62.510)	(60.835)
Dividendos e juros sobre capital próprio		-	400.639
Lucros retidos		1.137.741	961.918

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	31.12.2024	31.12.2023
Lucro líquido do exercício		1.075.231	1.301.722
Outros resultados abrangentes			
Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado			
Ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego		392.435	(764.280)
Tributos diferidos sobre ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	25	(133.428)	259.855
Itens que serão reclassificados para a demonstração do resultado			
Ganho em instrumentos financeiros derivativos		28.963	49.195
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	25	(9.847)	(16.726)
Total dos resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos		1.353.354	829.786

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)

	2024	2023
Atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	1.075.231	1.301.722
Ajustes para conciliar o lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais		
Depreciação e amortização	1.054.586	989.107
Variações monetárias	1.913	(80.289)
Variações cambiais da dívida	702.885	(181.354)
Marcação a mercado da dívida	(400.743)	274.923
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - variação cambial	(702.9	



ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

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			Outros resultados abrangentes	Total
	Capital subscrito	Benefício fiscal proveniente de incorporação	Outras reservas de capital	Reserva legal	Reserva para reforço de capital de giro	Lucros acumulados			
Saldo em 31 de dezembro de 2022	3.079.525	2.267.883	547	196.766	1.078.804	-	-	(4.229.736)	2.393.789
Resultado abrangente total:									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	1.301.722	-	-	1.301.722
Perda atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	(764.280)	-	(764.280)
Tributos diferidos sobre perda atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	259.855	-	259.855
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	49.195	-	49.195
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	(16.726)	-	(16.726)
Transações com os acionistas									
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	(639)	-	-	(639)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(400.000)	-	-	(400.000)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Reserva para reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	92.174	(92.174)	-	-
Tributos diferidos sobre realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	(31.339)	31.339	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2023	3.079.525	2.267.883	547	196.766	2.040.722	-	-	(4.762.527)	2.822.916
Resultado abrangente total:									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	1.075.231	-	-	1.075.231
Ganho atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	392.435	-	392.435
Tributos diferidos sobre ganho atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	(133.428)	-	(133.428)
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	28.963	-	28.963
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	(9.847)	-	(9.847)
Transações com os acionistas									
Aumento de capital	1.453.000	-	-	-	-	-	-	-	1.453.000
Mutações internas do patrimônio líquido									
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	-	(5.004.985)	5.004.985	-	-
Absorção de prejuízos acumulados	-	(1.629.756)	-	(196.766)	(2.040.722)	3.867.244	-	-	-
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	94.710	(94.710)	-	-
Tributos diferidos sobre realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	(32.200)	32.200	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024	4.532.525	638.127	547	-	-	-	-	458.071	5.629.270

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. Contexto Operacional

A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (“Enel Distribuição São Paulo” ou “Companhia”) é uma sociedade anônima com registro de companhia aberta Categoria “B”, controlada diretamente 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 das Nações Unidas, nº 14.401, 17º ao 23º andar, conjunto 1 ao 4, Torre B, Bairro Vila Gertrudes, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, Brasil.

A Companhia está autorizada a operar como concessionária de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, principalmente para a distribuição e comercialização de energia elétrica e tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia tem como área de concessão 24 municípios da região metropolitana da Grande São Paulo. O Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998, assinado em 15 de junho de 1998 (Resolução ANEEL nº 72, de 25 de março de 1998), tem prazo de duração de 30 anos, com vencimento em 15 de junho de 2028 (Nota explicativa nº. 1.3).

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, tendo o primeiro processo de revisão ocorrido em 4 de julho de 2003, e de Reajuste Tarifário anualmente, e entram em vigor a partir do dia 4 de julho de cada ano. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 4 de julho de 2023, e o último reajuste tarifário anual ocorreu em 04 de julho de 2024 (vide nota explicativa nº 3.1).

1.1 Eventos climáticos

No dia 3 de novembro de 2023, a área de concessão da Companhia, em especial a capital paulista, enfrentou tempestade severa, acompanhada por ventos de magnitude muito superior em relação às previsões dos institutos climáticos. A velocidade dos ventos foi a maior registrada pelo Centro de Gerenciamento de Emergências (CGE) nos últimos cinco anos. Segundo a escala de Beaufort, tratou-se de uma tempestade violenta, um grau abaixo do nível correspondente a um furacão, que atingiu a área de concessão da Companhia.

A referida tempestade provocou danos graves na rede de distribuição da Companhia, principalmente pela queda de árvores de grande porte, galhos e objetos lançados pela rede. Em menos de 3 horas diversas unidades consumidoras foram afetadas. A Defesa Civil e o Corpo de Bombeiros foram acionados para atendimento das ocorrências. Somente na Grande São Paulo foram diversos chamados para quedas de árvores, impactando extensamente a rede de distribuição da Companhia, além da queda de postes, substituição de condutores, chaves seccionadoras, religadores e transformadores.

No dia 11 de outubro de 2024, o vendaval mais intenso registrado nos últimos 30 anos atingiu, sem prévio alerta meteorológico, a área de concessão da Companhia, provocando danos severos à rede de distribuição e ocasionando interrupções no fornecimento de energia. O vendaval afetou não apenas quilômetros de redes de baixa e média tensão, mas também linhas de distribuição de alta tensão e subestações.

Diante da tempestade, a Companhia acionou, desde o primeiro momento, seu plano de operação para eventos climáticos extremos e reforçou o número de equipes em campo. A Companhia mobilizou profissionais de suas distribuidoras do Rio de Janeiro e do Ceará, além de equipes do Chile, Itália, Espanha e Argentina, e contou com o apoio de outros grupos de distribuição. Com a atuação dos sistemas de automação e de manobras remotas da rede elétrica, a Companhia conseguiu reduzir significativamente o volume de clientes afetados pelo evento climático extremo.

Plano de Melhoria

Em abril 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, 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. As principais ações apresentadas pela companhia, são: aumento de pessoal próprio, investimento em infraestrutura, novos protocolos de atuação em caso de contingência, podas de árvores. Frente a essa situação, a Companhia vem fortalecendo de forma contínua sua infraestrutura e seus protocolos de resposta a emergências, buscando mitigar os impactos causados por eventos climáticos adversos. Reforçamos que, apesar da gravidade do evento, permanecemos plenamente capazes de manter a continuidade operacional.

A Companhia cumpre integralmente todas as suas obrigações contratuais e regulatórias. Todas as informações solicitadas pela ANEEL estão sendo prontamente fornecidas, com os devidos esclarecimentos prestados pela Companhia.

Penalidades e ações judiciais

Em fevereiro de 2024, a ANEEL emitiu o Auto de Infração nº 02/2024 (“AI”) determinando a aplicação de multa de R\$ 165.808 em decorrência de supostas infrações relacionadas ao evento climático ocorrido em novembro de 2023. O referido AI foi avaliado como risco possível de perda – vide nota explicativa nº 19.2.4 (e).

Ainda relacionado ao evento climático, identificou-se o início de procedimentos administrativos e o ajuizamento de 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, considerando opinião dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. As diversas ações, decorridas de tais eventos climáticos, foram classificadas como risco de perda possível - vide nota explicativa nº 19.2.2 (g).

Em 21 de outubro de 2024, a Companhia recebeu o Termo de Intimação nº 0049/2024-SFT (“TI”), emitido pela Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT da ANEEL, relacionado ao evento climático do dia 11 de outubro de 2024, para que ela se manifestasse sobre Relatório de Falhas e Transgressões – RFT – anexo ao TI. Em novembro de 2024, a Companhia apresentou sua manifestação ao TI e, apesar de entender que, segundo a regulamentação vigente, não há fundamentos para a emissão do TI, a Companhia subsidiariamente também apresentou um Plano de Recuperação para o período apontado. A execução do Plano tem se mostrado extensa.

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 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 desdobramento 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/MP 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 deixarão de pagar os empréstimos relativos a estas contas. Em 24 de setembro de 2024, em reunião pública, foi aprovado pela ANEEL a Resolução Normativa nº.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. A ANEEL terá o prazo de 30 dias para fixar as quotas extraordinárias após o evento, 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 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 27 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 de São Paulo) 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 períodos 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:

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 <i>covenants</i> .	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 - evidencição - 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:

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 subtítulo 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 subtítulo 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 convertibilidade	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.	1º de janeiro de 2026
IFRS 19 - Subsidiárias sem responsabilidade pública: Divulgação	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
Annual Improvements to IFRS Accounting Standards – Volume 11	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.	1º de janeiro de 2026
IFRS 10 - Demonstrações financeiras consolidadas e em coligadas e em empreendimentos em conjunto	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 2027
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 necessárias 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 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 contêm informações sobre julgamentos e principais premissas realizadas.

• Nota 6 – Perda esperada para crédito de liquidação duvidosa;

• Nota 10 – Benefício fiscal;

• Nota 11.2 – Ativo financeiro da concessão;

• Nota 11.3 – Intangível;

• Nota 18 – Obrigações com benefícios pós-emprego;

• Nota 19 – Provisões para processos judiciais e outros riscos;

• Nota 22 – Receita não futuramente;

• Nota 25 – Imposto de renda e contribuição social diferidos; e

• Nota 27 – Instrumentos financeiros.

2.5 Mudança nas principais políticas contábeis

O Grupo Enel, reconhece os ganhos e as perdas na remensuração dos planos de pensão de benefícios definidos em outros resultados abrangentes de acordo com o CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados. Como esses efeitos não serão reclassificados para o resultado do exercício, são imediatamente registrados no âmbito do patrimônio líquido, uma vez que o CPC 33 (R1)/IAS 19, não exige a apresentação dessa movimentação em separado.

Em 2024, em conformidade com a política contábil já aplicada nas demais empresas do seguimento de distribuição de energia do Grupo, a Companhia transferiu os montantes reconhecidos em outros resultados abrangentes de ganhos e perdas na remensuração dos planos de benefício a empregados, para lucros acumulados, no âmbito do patrimônio líquido, no pressuposto de que esta desagregação fornece informações mais úteis para os usuários dessas demonstrações financeiras. Essa reclassificação não constitui um erro, uma vez que a norma permite a reclassificação entre contas do patrimônio líquido dos valores de ganho e perda atuarial dos planos.

Em 31 de dezembro de 2024, os ganhos e perdas decorrentes dos planos de pensão de benefícios definidos no montante de R\$ 259.007, foram apresentados como outros resultados abrangentes e posteriormente reclassificados para lucros acumulados (vide nota explicativa 20.6.1). Em 31 de dezembro de 2023, perda atuarial acumulada de R\$ 5.263.992.

As mudanças efetuadas não alteram o total dos ativos, passivos, e resultado, uma vez que a reclassificação foi entre rubricas do patrimônio líquido.

3. Alterações na legislação brasileira e assuntos regulatórios

3.1 Reajuste Tarifário Anual 2024

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 2 de julho de 2024, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2024 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2024, conforme Resolução Homologatória nº 3.339/2024.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia com efeito negativo de -9,05% composto por reajuste econômico de -2,57% e componente financeiro de -6,48%. Considerando o componente financeiro do último processo tarifário, +6,61%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de -2,43%, sendo -3,52% e -2,11% para alta e baixa tensão. O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste tarifário		
Encargos setoriais		-1,32%
Energia comprada		-1,06%
Encargos de transmissão		0,05%
Parcela A		-2,33%
Parcela B		-0,24%
Reajuste econômico		-2,57%
CVA total		-1,02%
Outros itens financeiros		-5,46%
Reajuste financeiro		-6,48%
Índice de reajuste total		-9,05%
Componentes financeiros do processo anterior		6,61%
Efeito para o consumidor		-2,43%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em -3,3%, representando -2,33% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -0,8%, representando uma participação de -0,24% no reajuste econômico. Ademais, foi homologado o Fator X de 2,941%, composto por:

- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 0,014%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
- Componente X-Q (qualidade do serviço) de 0,441%; e
- Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de 2,486%.

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante negativo de R\$ 1.554.691, dentre os quais destacam-se: R\$ 245.938 negativos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”); negativos da reversão de risco hidrológico de R\$ 844.670; e negativo de PIS/COFINS de R\$ 734.969; sendo estes valores parcialmente compensados por meio da componente de previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 642.190.



ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

4. Caixa e equivalentes de caixa

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Aplicações financeiras			
CDB (Aplicações diretas)		757	166.176
Operações compromissadas		665.715	-
		666.472	166.176
Numerário			
Numerário disponível		176.295	110.819
Numerário em trânsito	4.1	171.865	183.697
		348.160	294.516
Total		1.014.632	460.692

4.1 O numerário em trânsito representa o montante recebido de clientes, porém ainda não creditado em favor da Companhia pela instituição financeira, ou seja, estão em circulação e serão transferidos para a Companhia em D+1 ou D+2 (primeiro ou segundo dia útil após o pagamento efetuado pelo cliente). 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 são representadas por aplicações diretas em CDBs (que possuem conversibilidade imediata e insignificante risco de mudança de valor) e operações compromissadas contratadas diretamente ou via fundo de investimento exclusivo (onde a instituição financeira emissora das operações garante a recompra imediata dos títulos, operação classificada como de baixo risco de crédito). Em 31 de dezembro de 2024, os certificados de depósitos bancários e o Fundo de Investimento Exclusivo, que contém as operações compromissadas na carteira, foram remunerados em média a 98,74% e 80,06% do CDI, respectivamente (102,46% e 96,00% 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 24.2 b.1.1). Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023 não há expectativa de perda de ativos financeiros nas instituições por meio de carteira em fundo de investimento título 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 aos ativos adquiridos por meio de carteira em fundo de investimento exclusivo. 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.

	31.12.2024	31.12.2023
Fundos de investimentos não exclusivos		
	-	2.529
	-	2.529
Fundos de investimentos exclusivos		
CDB-DI	6.394	3.442
	6.394	3.442
Total	6.394	5.971

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 0,05% de representatividade sobre o total do fundo em 31 de dezembro de 2024 (0,45% 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 em 31 de dezembro de 2024, em média, a 100,25% do CDI (96,24% do CDI em 31 de dezembro de 2023).

6. Contas a receber de clientes

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.

Parcelamento de débitos: A Companhia mantém a adoção de medidas que visam atenuar a ocorrência de inadimplência, estas medidas incluem, dentre outras, a facilitação do parcelamento das faturas de energia, que podem ser parceladas através de entrada de 10% mais 7 parcelas.

Uso de estimativas e julgamentos: 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. Veja mais detalhes na nota explicativa nº 22. **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.

6.1 Consumidores, revendedores, parcelamentos e outros

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

	A vencer	Vencidos					Total	PECLD	31.12.2024
		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	326.584	486.604	89.483	182.012	297.692	1.642.841	3.025.216	(1.638.695)	1.386.521
Industrial	38.324	17.769	856	2.966	6.852	71.765	138.532	(134.618)	3.914
Comercial	225.573	66.458	6.347	12.660	29.128	148.169	488.335	(117.851)	370.484
Rural	242	99	5	11	30	271	658	(250)	408
Poder público	51.935	16.089	3.787	3.079	5.929	8.278	89.097	(6.628)	82.469
Iluminação pública	2.429	5.424	1.023	443	976	8.249	18.544	(759)	17.785
Serviço público	30.892	1.562	11	271	128	467	33.331	(384)	32.947
Fornecimento faturado	675.979	594.005	101.512	201.442	340.735	1.880.040	3.793.713	(1.899.185)	1.894.528
Receita não faturada	1.340.712	-	-	-	-	-	1.340.712	(618)	1.340.094
Parcelamento de débitos	281.193	48.811	16.009	42.629	74.055	530.415	993.112	(527.901)	465.211
Agente de cobrança da iluminação pública	-	-	-	-	-	11.324	11.324	(121)	11.203
Serviços cobráveis	1.591	876	224	413	10	12	3.126	(408)	2.718
Encargos de uso da rede	1.644	-	-	-	-	113	1.757	-	1.757
Participação financeira - consumidor	4.087	10.081	-	156	61	1.248	15.633	-	15.633
Ressarcimento - leilões de energia	27.826	-	-	-	-	27.826	-	-	27.826
Total	2.333.032	653.773	117.745	244.640	414.861	2.423.152	6.187.203	(2.428.233)	3.758.970

	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	577.485	446.794	79.853	181.114	307.914	1.401.898	2.995.058	(1.508.890)	1.486.168
Industrial	55.049	27.069	1.412	12.069	8.076	63.306	166.981	(101.495)	65.486
Comercial	315.615	66.411	7.225	17.948	35.083	122.188	564.470	(123.867)	440.603
Rural	316	108	7	20	40	258	749	(257)	492
Poder público	56.596	17.410	1.143	1.643	3.385	3.036	83.213	(3.656)	79.557
Iluminação pública	3.226	3.803	248	910	1.591	34.012	43.790	(853)	42.937
Serviço público	26.336	-	175	40	49	57	26.657	(263)	26.394
Fornecimento faturado	1.034.623	561.595	90.063	213.744	356.138	1.624.755	3.880.918	(1.739.281)	2.141.637
Receita não faturada	1.449.501	-	-	-	-	1.449.501	(17.675)	1,431,826	
Parcelamento de débitos	471.335	-	-	-	-	536.757	1,008,092	(515,116)	492,976
Serviços cobráveis	1.533	501	162	277	8	6	2,487	(280)	2,207
Encargos de uso da rede	228	-	-	-	-	113	339	-	339
Participação financeira - consumidor	39	259	-	36	283	204	901	-	901
Ressarcimento - leilões de energia	28.136	-	-	-	-	28.136	-	-	28.136
Total	2.985.393	562.355	90.225	214.057	356.409	2.161.835	6.370.274	(2.272.352)	4.097.922

6.2 Perda esperada para créditos de liquidação duvidosa – PECLD

9. 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.

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	Recabimento CDE EletoBrás	Recabimento 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												
Programa de Incentivo as Fontes Alternativas - PROINFA		(24.169)	(16.096)	33.945	-	-	(2.838)	(9.158)	(8.889)	(269)	(9.025)	(133)
Transporte de energia pela rede básica	8.1	171.685	11.400	(159.295)	-	-	16.099	39.889	51.049	(11.160)	45.668	(5.579)
Transporte de energia - Itaipu		76.129	26.164	(65.846)	-	-	13.984	50.631	56.076	(5.445)	50.631	-
Energia Itaipu - custo/variação cambial	8.2	(44.169)	-	-	-	-	1.004	14.529	-	14.529	7.264	7.265
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR		544	165.629	51.571	(103.109)	-	16.585	131.220	80.914	50.306	106.608	25.152
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(18.216)	(64.556)	(46.359)	-	-	9.836	(119.295)	49.450	(168.745)	(34.927)	(84.368)
Custos de aquisição de energia	8.2	(641.341)	229.694	602.840	-	(107.876)	(93.954)	(10.637)	(356.668)	346.031	(197.847)	187.210
		(479.537)	409.929	417.056	-	(210.985)	(39.284)	97.179	(128.068)	225.247	(32.368)	129.547
Demais passivos financeiros setoriais												
Neutralidade da parcela A	8.3	(57.984)	(138.506)	142.012	-	-	(8.510)	(62.988)	(111.468)	48.480	(87.228)	24.240
Sobrecontratação de energia	8.4	264.593	(96.876)	(45.002)	-	(30.937)	(2.168)	89.610	(38.661)	128.271	25.475	64.135
Ultrapassagem demanda e excedente de reativos - 5CRTP		(387.114)	(93.760)	57.694	-	-	(13.424)	(407.872)	(216.065)	(191.807)	(86.425)	(321.447)
Risco hidrológico		(748.535)	(702.640)	768.255	-	-	(35.935)	(718.855)	(422.335)	(296.520)	(570.595)	(148.260)
Outros	8.5	33.544	(173.843)	67.036	(127.889)	(255)	(112.998)	(314.405)	(128.048)	(186.357)	(298.165)	(16.240)
		(895.496)	(1.205.625)	1.018.727	(127.889)	(31.192)	(173.035)	(1.414.510)	(916.577)	(497.933)	(1.016.938)	(397.572)
Total		(1.375.033)	(795.696)	1.435.783	(127.889)	(242.177)	(212.319)	(1.317.331)	(1.044.645)	(272.686)	(1.049.306)	(268.025)

8.1 – Transporte de energia pela rede básica: A variação está relacionada ao aumento da cobertura tarifária, em decorrência do reajuste tarifário conforme Resolução Homologatória nº 3.339/2024.

8.2 – Aquisição de Energia – (CVA)energia: o aumento do diferimento passivo, está relacionado a variação do custo médio de aquisição de energia em relação a cobertura tarifária. No exercício de 2023, o custo médio dos contratos foi de R\$ 217,24 e cobertura tarifária de R\$ 234,82, contra custo médio dos contratos R\$ 226,27 no exercício de 2024, e cobertura tarifária de R\$ 235,81 (valor das tarifas em reais);

8.3 – Neutralidade da Parcela A: a variação relacionada a aplicação da nova tarifa de cobertura e impacto da revisão tarifária, conforme Resolução Homologatória nº 3.339/2024;

8.4 – Sobrecontratação de Energia: a variação está relacionada a comercialização no mercado de curto prazo, sendo venda de 611.691 Mwh (PLD médio R\$ 70,79 cobertura tarifária R\$ 234,82) no exercício de 2023, em comparação a venda de 227.672 Mwh (PLD médio R\$ 126,16 x cobertura tarifária R\$ 235,81) no exercício de 2024;

8.5 – Outros Itens Financeiros – Conforme Despacho Nº 1.239/2024, de 23 de abril de 2024, a Companhia recebeu R\$ 127.889 referente repasse CDE EletoBrás.

	Nota	31.12.2022	Adição	Amortização	Recabimento CDE EletoBrás	Recabimento bandeiras tarifárias	Remuneração	Transferências	31.12.2023	Valores em amortização	Valores em constituição	Passivo circulante	Passivo não circulante
Compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA													
Programa de Incentivo as Fontes Alternativas - PROINFA		54.904	(44.441)	(32.610)	-	-	(2.022)	-	(24.169)	(22.796)	(1.373)	(23.793)	(376)
Transporte de energia pela rede básica		184.265	125.772	(161.916)	-	-	23.564	-	171.685	100.836	70.849	136.260	35.425
Transporte de energia - Itaipu		34.414	67.439	(30.254)	-	-	4.530	-	76.129	13.907	62.222	45.242	30.887
Energia Itaipu - custo/variação cambial	9.1	417.439	(123.243)	-	-	-	22.964	(361.329)	(44.169)	-	(44.169)	(22.085)	(22.084)
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR	9.2	3.619	103.791	(90.278)	-	-	(16.920)	332	544	(118.398)	118.942	(56.744)	57.288
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	9.3	248.259	(91.626)	(181.886)	-	-	7.037	-	(18.216)	3.300	(21.516)	(9.555)	(8.661)



ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

...continuação

10. Benefício fiscal

Benefícios fiscais gerados pelas seguintes incorporações, registrados de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e 349/01, conforme alteradas:

AES Elpa S.A. ("AES Elpa") e Brasileira Participações S.A. ("Brasileira Participações") - Incorporação dos ágios das antigas controladoras AES Elpa e Brasileira Participações, oriundo da reorganização societária concluída em 31 de dezembro de 2016 realizada por meio das cisões parciais da Brasileira Participações e da AES Elpa, com a incorporação dos ativos cindidos pela Companhia.

O total do benefício fiscal incorporado pela Companhia foi de R\$ 693.897, sendo composto pelos créditos tributários sobre ágio de R\$ 413.863 e pelo benefício fiscal do ágio no montante de R\$ 280.034.

Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel Sudeste") - Incorporação do benefício fiscal da mais valia (34% sobre a parcela dedutível) do intangível da concessão no montante de R\$ 1.881.558, oriundo da reorganização societária concluída em 06 de novembro de 2019. A composição do saldo do benefício fiscal das incorporações é como segue:

	31.12.2024	31.12.2023
Ágio da incorporação	2.460.763	2.508.070
Amortização acumulada	(358.657)	(170.455)
Provisão sobre o ágio	(543.594)	(543.594)
Total	1.722.363	1.794.021

Os ativos fiscais diferidos decorrentes das incorporações são realizados mensalmente. Vale ressaltar que tais realizações não impactam o resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal ocorrem no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

A movimentação do saldo do benefício fiscal das incorporações é como segue:

	31.12.2024		31.12.2023	
	Ágio/Benefício fiscal	Provisão	Valor líquido	Valor líquido
AES Elpa				
Saldos oriundos da incorporação	515.570	(340.275)	175.295	175.295
Amortização acumulada	(358.657)	236.711	(121.946)	(106.702)
Total	156.913	(103.564)	53.349	68.593
Brasileira Participações				
Saldos oriundos da incorporação	308.058	(203.319)	104.739	104.739
Amortização acumulada	(214.302)	141.440	(72.862)	(63.755)
Total	93.756	(61.879)	31.877	40.984
Enel Sudeste				
Saldos oriundos da incorporação	6.150.317	(4.268.758)	1.881.559	1.881.559
Amortização acumulada	(709.370)	464.948	(244.422)	(197.115)
Total	5.440.947	(3.803.810)	1.637.137	1.684.444
Total	5.691.616	(3.969.253)	1.722.363	1.794.021

Uso de estimativas

A seguir é apresentado o cronograma de realização do benefício fiscal:

	2025	2026	2027	2028	2029	2030 - 2032	2033 - 2058
	71.659	71.659	71.659	60.155	48.291	146.761	1.252.179

11. Contratos de concessão público - privados

Os ativos da infraestrutura relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo contratual (infraestrutura em construção), ativo financeiro 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 4 de julho de 2023.

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	11.1	2.056.357	1.352.551
Ativo financeiro indenizável (concessão)	11.2	9.324.702	8.317.479
Intangível	11.3	3.549.958	3.849.405
Total		14.931.017	13.519.435

Reis 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.

11.1 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, e subsequentemente pelo custo amortizado, ou seja, o valor inicialmente reconhecido mais os juros cumulativos sobre esse valor, calculados utilizando o método dos juros efetivos menos as amortizações, de acordo com o ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures ao custo de construção da infraestrutura, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,05% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 (9,40% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2023), sobre o ativo contratual (infraestrutura em construção) qualificável.

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

	Custo	Obrigações especiais	31.12.2024	31.12.2023
Em curso				
Direito de uso da concessão	2.108.389	(52.032)	2.056.357	1.352.551
Total	2.108.389	(52.032)	2.056.357	1.352.551

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

	Nota	Custo	(-) Obrigações especiais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022		1.463.594	(29.015)	1.434.579
Adições		1.568.585	(112.543)	1.456.042
Capitalização de juros de empréstimos		6.367	-	6.367
Transferências para o ativo intangível	11.3	(873.718)	60.118	(813.600)
Transferências para o ativo financeiro	11.2	(765.279)	54.536	(710.743)
Transferências para o ativo imobilizado	12	(20.094)	-	(20.094)
Saldo em 31 de dezembro de 2023		1.379.455	(26.904)	1.352.551
Adições		2.243.044	(230.128)	2.012.916
Capitalização de juros de empréstimos		9.928	-	9.928
Transferências para o ativo intangível	11.3	(730.019)	31.786	(698.233)
Transferências para o ativo financeiro	11.2	(794.019)	173.214	(620.805)
Saldo em 31 de dezembro de 2024		2.108.389	(52.032)	2.056.357

11.2 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), estabelecido e homologado pelo órgão regulador (ANEEL) no processo de Revisão Tarifária Periódica ("TRP"), que ocorre de quatro em quatro anos de acordo com os termos do contrato de concessão e legislação pertinente, acrescido de correção monetária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR).

Uso de estimativas

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

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

Em 31 de dezembro de 2024 a movimentação dos saldos referentes ao ativo financeiro da concessão está assim apresentada:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Saldo inicial		8.317.479	7.426.895
Baixas		(18.985)	(54.733)
Transferências do ativo contratual	11.1	620.805	710.743
Atualização financeira - revisão tarifária	11.2.1	-	(76.468)
Reclassificação para ativo intangível - revisão tarifária	11.2.1 / 11.3	-	(78.430)
Atualização financeira	22	405.403	389.472
Saldo final		9.324.702	8.317.479

11.2.1 Para ajustar a nova Base de Remuneração Regulatória homologada pela ANEEL, de acordo com o plano tarifário de 4 de julho de 2023, foi (i) reconhecido R\$ 76.468 em contrapartida como reversão da atualização do ativo financeiro da concessão, no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2023; e (ii) o montante de R\$ 78.430 foi reclassificado para o ativo intangível.

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

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 o exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

11.3 Ativo 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 extrapolção.

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. 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.

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	Total
Direito de uso da concessão	10.566.600	(6.014.275)	(1.135.122)	3.417.203	3.763.973	
Software	537.708	(422.535)	-	115.173	66.594	
Bens de renda	20.094	(2.512)	-	17.582	18.838	
Total	11.124.402	(6.439.322)	(1.135.122)	3.549.958	3.849.405	

A movimentação do ativo intangível é como segue:

	Nota	Custo	Em serviço Amortização acumulada	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022		9.975.932	(5.095.675)	(1.043.218)	3.837.039
Adições		14.156	(956.096)	-	(941.940)
Baixas		(194.229)	184.764	-	(9.465)
Baixas - revisão tarifária	11.3.1	(158.112)	149.556	-	(8.556)
Transferências do ativo contratual	11.1	873.718	-	(60.118)	813.600
Reclassificação para ativo intangível - revisão tarifária		78.430	-	-	78.430
Amortizações de obrigação especial		-	80.297	-	80.297
Saldo em 31 de dezembro de 2023		10.589.895	(5.637.154)	(1.103.336)	3.849.405
Adições		22.584	(1.849.440)	775.908	22.584
Baixas		(218.096)	182.917	-	(35.179)
Transferências do ativo contratual	11.1	730.019	-	(31.786)	698.233
Amortizações de obrigação especial		-	88.447	-	88.447
Saldo em 31 de dezembro de 2024		11.124.402	(7.215.230)	(359.214)	3.549.958

11.3.1 Baixas - revisão tarifária: R\$ 8.556 foram reconhecidos como resultado da revisão tarifária, considerando a nova Base de Remuneração Regulatória (BRR) homologada pela ANEEL em julho de 2024.

As principais taxas de amortização que refletem a vida útil regulatória, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

Distribuição	%
Software	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%
Panel	3,57%
Regulador de tensão inferior a 69kv	4,35%

12. 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 demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração de 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. O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

Um item do ativo 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 exercício em que o ativo for baixado.

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

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, não foram observados indicativos de que os ativos relevantes da Companhia estivessem registrados por valor superior ao seu valor recuperável líquido.

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

	31.12.2023	Adições	Depreciação	Baixas	31.12.2024
Imobilizado em serviço					
Máquinas e equipamentos	20.094	-	-	-	20.094
Total	20.094	-	-	-	20.094
Depreciação acumulada					
Máquinas e equipamentos	(1.256)	-	(1.256)	-	(2.512)
Total	(1.256)	-	(1.256)	-	(2.512)
Total do imobilizado	18.838	-	(1.256)	-	17.582
Ativo de direito de uso					
Imóveis	80.038	18.071	(14.988)	-	83.121
Veículos	96.421	36.506	(53.257)	-	79.670
Total	176.459	54.577	(68.245)	-	162.791
Total	195.297	54.577	(69.501)	-	180.373

	31.12.2022	Adições	Depreciação	Transferências	31.12.2023
Imobilizado em serviço					
Máquinas e equipamentos	-	-	-	20.094	20.094
Total	-				



ELETPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

(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
FINEP - 2º Protocolo	96.749	14/08/14	15/04/24	-1,00%	Mensal (a partir de abril/2017)	Mensal	Financiamento de desenvolvimento de projetos	Cartas de fiança
MUFG 4131 – ELETPAULO	200.000	09/09/21	09/09/24	2,07%	Bullet	Semestral	Reforço de capital de giro	N/A
BNP 4131 II - ELETPAULO	250.000	09/03/21	11/03/24	1,71%	Bullet	Semestral	Reforço de capital de giro	N/A
BNP 4131 III - ELETPAULO	475.000	19/04/21	19/04/24	1,97%	Bullet	Semestral	Reforço de capital de giro	N/A
BNP 4131 IV - ELETPAULO	290.000	30/06/21	28/06/24	8,41%	Bullet	Semestral	Reforço de capital de giro	N/A

(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
SCOTIABANK 4131 II – ELETPAULO	209.000	17/05/21	20/05/25	2,31%	Bullet	Semestral	Reforço de capital de giro	N/A
Scotiabank 4131 III – ELETPAULO	300.000	27/08/21	27/08/26	2,61%	Bullet	Semestral	Reforço de capital de giro	N/A
Scotiabank 4131 IV	400.000	09/09/21	09/09/25	2,37%	Bullet	Semestral	Reforço de capital de giro	N/A
BEI 4131 ITAU 26 MUSD	134.654	01/09/22	01/09/37	3,76%	Semestral a partir de setembro 2025	Semestral	Expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.	Enel SpA
BEI 4131 ITAU 104 MUSD	538.616	01/09/22	01/09/37	3,61%	Semestral a partir de setembro 2025	Semestral	Expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.	Enel SpA
BEI 4131 14 MUSD	68.740	20/04/23	20/04/38	4,51%	Semestral a partir de setembro 2026	Semestral	Expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.	Enel SpA
BEI 4131 56 MUSD	274.960	20/04/23	20/04/38	4,38%	Semestral a partir de setembro 2026	Semestral	Expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.	Enel SpA

(d) Empréstimos e financiamentos obtidos e liquidados 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
EFI - Credit Agreement II	608.670	09/04/24	10/06/24	1,41% a.a.	Bullet	Mensal	Reforço de capital de giro	N/A

* As operações de mútuo com Enel Brasil que tinham vencimento durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 foram prorrogadas de acordo com os termos de aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e com condições estabelecidas em processo realizado de acordo com as boas práticas de mercado.

16. Debêntures

Os saldos de debêntures são registrados pelo valor justo por meio do resultado - vide nota explicativa nº 27.1.1.

16.1 Os saldos de debêntures são compostos da seguinte forma:

	Circulante			Não circulante			31.12.2024	Circulante			Não circulante			31.12.2023		
	Principal	Encargos	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar		Total	Principal	Encargos	Custos a amortizar	Total	Principal		Custos a amortizar	Total
Debêntures - 24ª Emissão (1ª série)	14.726	350.000	(787)	363.939	-	-	363.939	350.000	10.169	(1.687)	358.482	350.000	(470)	349.530		
Debêntures - 24ª Emissão (2ª série)	16.312	-	-	16.312	1.038.506	(5.988)	1.032.518	1.048.830	-	4.859	1.053.689	1.057.143	(8.514)	1.048.629		
Debêntures - 25ª Emissão	17.409	-	-	17.409	842.385	(18.569)	823.816	841.225	-	7.245	848.470	866.513	(20.684)	845.829		
Debêntures - 26ª Emissão	33.986	-	-	33.986	575.000	(557)	574.443	608.429	-	17.696	626.125	575.000	(660)	574.340		
Debêntures - 27ª Emissão	24.782	-	-	24.782	917.577	(20.701)	896.876	921.658	-	10.276	931.934	958.159	(22.749)	935.410		
Total	107.215	350.000	(787)	456.428	3.373.468	(45.815)	3.327.653	3.784.081	350.000	50.245	(1.687)	398.558	3.806.815	(53.077)	3.753.738	4.152.296

16.1.1 Os contratos relacionados a 24ª emissão 2ª série, 25ª emissão e 27ª emissão são mensurados a valor justo e, seu ajuste a valor de mercado tem efeito no resultado, vide nota explicativa nº 27.1.1.

Todos os recursos obtidos, com os financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

16.2 As principais características dos contratos de debêntures estão descritas a seguir:

a) Debêntures obtidas em exercícios anteriores e vigentes 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
24ª Emissão (1ª Série) não conversível	700.000	28/06/2019	15/05/2025	0,8	Nos vencimentos	Semestral	Alongamento do perfil de endividamento e investimento em projetos de expansão, renovação ou melhoria no sistema de Distribuição de Energia Elétrica.
24ª Emissão (2ª Série) não conversível	800.000	28/06/2019	15/05/2026	4,0134	Nos vencimentos	Semestral	Alongamento do perfil de endividamento e investimento em projetos de expansão, renovação ou melhoria no sistema de Distribuição de Energia Elétrica.
25ª Emissão não conversível	800.000	30/04/2021	15/04/2031	4,26	Nos vencimentos	Semestral	Expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.
26ª Emissão não conversível	575.000	04/10/2021	04/10/2028	1,64	Nos vencimentos	Anual	Reforço de capital de giro
27ª Emissão não conversível	800.000	12/05/2022	15/04/2032	6,1385	Nos vencimentos	Semestral	Expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.

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

	31.12.2024			31.12.2023			
		%			%		
CDI	945.422	26,14%	1.300.048	31,31%			
IPCA	2.670.914	73,86%	2.852.248	68,69%			
Total	3.616.336	100,00%	4.152.296	100,00%			

16.4 Em 31 de dezembro de 2024, as parcelas relativas ao principal das debêntures e o custo de transação a amortizar, atualmente classificados no passivo não circulante, têm os seguintes vencimentos:

	2026	2027	2028	2029	Após 2029	Total não circulante
Debêntures	1.020.730	287.500	287.500	328.295	1.341.197	3.265.222
Custo a amortizar	(11.795)	(6.695)	(6.664)	(6.510)	(11.841)	(43.505)
Total	1.008.935	280.805	280.836	321.785	1.329.356	3.221.717

16.5 Os indexadores utilizados para atualização das debêntures tiveram a seguinte variação:

Indexador	Nota	31.12.2024	%
CDI	(a)	12,15%	
IPCA	(a)	4,87%	

(a) Índice do último dia do exercício

16.6 Movimentações das debêntures:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	781.662	3.718.906	4.500.568
Encargos provisionados	375.253	-	375.253
Encargos pagos	(409.442)	-	(409.442)
Atualização monetária	-	121.303	121.303
Transferências	337.186	(337.186)	-
Pagamentos / amortizações	(697.974)	-	(697.974)
Marcação a mercado dívida	-	250.715	250.715
Amortização custo de transação	-	11.873	11.873
Saldo em 31 de dezembro de 2023	398.558	3.753.738	4.152.296
Encargos provisionados	259.803	-	259.803
Encargos pagos	(264.957)	-	(264.957)
Atualização monetária	-	134.870	134.870
Transferências	340.429	(340.429)	-
Pagamentos / amortizações	(350.000)	-	(350.000)
Marcação a mercado dívida	-	(326.462)	(326.462)
Amortização custo de transação	10.786	-	10.786
Saldo em 31 de dezembro de 2024	394.619	3.221.717	3.616.336

16.7 Compromissos financeiros – Cláusulas restritivas (Covenants)

Como forma de monitoramento da situação financeira da Companhia pelos credores envolvidos em contratos financeiros, são utilizadas cláusulas financeiras restritivas (covenants) em alguns contratos de dívida.

A Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos índices financeiros dos contratos em vigor, a saber:

Contrato	Obrigações especiais financeiras	Limite	Periodicidade de apuração dos índices
24ª Emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA ajustado (máximo)	3,50	Trimestral
25ª Emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA ajustado (máximo)	3,50	Trimestral
26ª Emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA ajustado (máximo)	3,50	Trimestral
27ª Emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA ajustado (máximo)	3,50	Trimestral

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

La JIDA financeira líquida: Considera o endividamento total (empréstimos, financiamentos e debêntures líquidos dos instrumentos financeiros derivativos), reduzidos pelo valor de caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

La JIDA (EBITDA) ajustado - Significa a soma dos últimos 12 (doze) meses: (i) Resultado do serviço (lucro bruto); (ii) depreciação e amortização; (iii) despesas com entidade de previdência privada; (iv) ajustes de ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado), desde que não incluídas no resultado operacional acima; (v) provisão para processos judiciais e outros, líquida; (vi) perda esperada com créditos de liquidação duvidosa; (vii) baixas de valores mobiliários incobráveis; e (viii) impairment de ativos e direitos.

O não cumprimento dos índices acima, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida. Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, a Companhia estava em cumprimento dos termos dos covenants listados acima.

17. PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

O Supremo Tribunal Federal (STF) decidiu em março de 2017 o tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõe a base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração que foram julgados em maio de 2021. O STF confirmou que prevalece 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 possuiu dois processos acerca do tema. No primeiro processo, em 28 de fevereiro de 2019 a Companhia foi beneficiada do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS incidente em suas operações próprias das bases de cálculo do PIS e da COFINS, no período compreendido entre dezembro de 2003 e dezembro de 2014.

No segundo processo, referente ao período de janeiro de 2015 em diante, a Companhia em 18 de março de 2020 foi beneficiada do trânsito em julgado da decisão favorável proferida pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região. Desse modo, em conformidade com a decisão definitiva, a Companhia a partir do recolhimento de março de 2020 passou a calcular os valores a recolher de PIS e de COFINS sem a inclusão do ICMS nas referidas bases de cálculo. Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar e passou a repassar aos consumidores de montantes iguais por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais devem ser integralmente repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores. Os valores a serem devolvidos serão calculados líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia.

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

A União Federal ajuizou ação rescisória em face do segundo processo, por entender que parte do período estaria alcançada pela modulação dos efeitos da decisão do tema 69 da repercussão geral (período anterior a março de 2017). Em maio de 2022 a Companhia apresentou defesa no sentido de que o segundo processo apenas reforçou o direito reconhecido no primeiro processo. Em outubro de 2023 foi proferida decisão monocrática que julgou procedente a ação, ao argumento de que a Companhia teria impetrado o mandado de segurança após o marco da modulação temporal dos efeitos

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

	31.12.2024			31.12.2023			
		%			%		
Moeda nacional							
CDI	1.447.935	34,37%	-	-	0,00%		
TJLP	0,00%		4,913	0,17%			
Taxa fixa	-	0,00%	287.581	10,00%			
Moeda estrangeira							
Dólar	2.765.018	65,63%	2.582.381	89,83%			
Total	4.212.953	100,00%	2.874.875	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, vide nota explicativa nº 28.1.1.

15.4 Em 31 de dezembro de 2024, as parcelas relativas ao principal e juros dos empréstimos, financiamentos e o custo de transação a amortizar, atualmente classificados no passivo não circulante, têm os seguintes vencimentos:

	2026	2027	2028	2029	Após 2029	Total não circulante
Empréstimos e financiamentos	440.081	138.136	398.485	138.136	1.102.931	2.217.769
Custo a amortizar	(29)	(29)	(29)	(29)	(222)	(338)
Total	440.052	138.107	398.456	138.107	1.102.709	2.217.431

15.5 Os indexadores utilizados para atualização dos empréstimos, financiamentos e debêntures tiveram a seguinte variação:

Indexador	Nota	31.12.2024	%
CDI	(a)	12,15%	
USD	(a)	6,19	

(a) Índice do último dia do exercício

15.6 Movimentações dos empréstimos e financiamentos:

	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	366.640	279.646	18.765	2.388.123	3.053.174
Captações	-	-	-	343.700	343.700
Encargos provisionados	25.892	-	83.806	-	109.698
Encargos pagos	(73.961)	-	(81.849)	-	(155.810)
Variação cambial e monetária	(47.937)	-	(133.416)	-	(181.353)
Transferências	279.646	(279.646)	937.961	-	(937.961)
Pagamentos / amortizações	(258.834)	-	-	(60.986)	(319.820)
Amortização custos de transação	-	-	-	29	29
Marcação a mercado - dívida	-	-	-	24.209	24.209
Outras movimentações	1.048	-	-	-	1.048
Saldo em 31 de dezembro de 2023	292.494	-	825.296	1.757.085	2.874.875
Captações	1.114.383	232.504	608.669	460.350	2.415.906
Encargos provisionados	85.439	27.844	95.566	-	208.849
Encargos pagos	(12.382)	-	(95.258)	-	(107.640)
Variação cambial e monetária	4	-	257.355	445.530	702.889
Transferências	(294.965)	-	(1.512.768)	(629.075)	-
Pagamentos / amortizações	(59)	-	-	29	88
Amortização custos de transação	2.555	-	-	(76.836)	(74.28



ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

...continuação

Alteração das quantidades de ações 2024:

	Total dias	Média ponderada
1ª alteração	120	64.743.233
2ª alteração	246	201.017.794
	366	265.761.027

A movimentação da quantidade de ações no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 refere-se a emissão de novas ações com o aumento de capital ocorrido em 29 de abril de 2024 (vide nota explicativa 20.1).

22. Receita líquida

	2024			2023		
	Nota	Número de unidades consumidoras(*) MWh(²)	R\$	Número de unidades consumidoras(*)	MWh(²)	R\$
Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica	22.1					
Classificação de consumidores						
Residencial		7.531.263	17.892.999	13.191.908	7.453.129	17.228.905
Industrial		24.231	1.529.755	987.206	24.892	1.872.061
Comercial		429.426	8.043.944	6.003.980	423.441	8.213.276
Rural		568	33.419	14.814	584	32.889
Poder público		15.642	1.169.737	718.843	17.033	1.124.954
Iluminação pública		1.947	461.470	201.749	2.714	489.354
Serviço público		1.255	246.926	137.892	1.371	318.684
Transferência para atividades de distribuição		-	(12.167.666)	-	-	(12.677.207)
Total faturado		8.004.332	29.378.250	7.923.164	29.280.123	8.634.532
Outras receitas originadas de contratos com clientes						
Fornecimento não faturado	6.1 / 22.3	-	-	1.340.712	-	1.449.501
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (cativo)	22.2	-	-	12.167.666	-	12.677.207
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	22.2	6.055	15.067.316	3.223.132	3.926	13.418.421
Venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	-	-	418.429	164.106	-	789.617
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD - consumidores cativos e livres	22.4	-	-	(105.699)	-	(93.740)
Total de receitas originadas de contratos com clientes		8.010.387	44.863.995	25.878.643	7.927.090	43.488.161
Outras receitas						
Subvenção de recursos da CDE	22.6	-	-	1.002.484	-	885.635
Ativo e passivo financeiro setorial	22.7	-	-	2.078.384	-	1.162.443
Atualização do ativo financeiro da concessão	11.2	-	-	405.403	-	313.004
Receita de aluguel	-	-	-	247.218	-	214.810
Receita de construção	22.4	-	-	2.022.845	-	1.462.409
Outras receitas	22.5	-	-	49.215	-	45.479
Outras receitas - partes relacionadas	26	-	-	688	-	467
Total de outras receitas			5.806.237			4.104.247
Receita operacional bruta		8.010.387	44.863.995	31.684.880	7.927.090	43.488.161
Deduções da receita						
Eficiência energética P&D, FNDCT e EPE	-	-	-	(180.612)	-	(172.375)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	-	(3.920.161)	-	(3.738.326)
Encargos do consumidor - PROINFA	-	-	-	(12.645)	-	(110.714)
Encargos do consumidor - CCRBT	-	-	-	(380.782)	-	(929)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TSEE	-	-	-	(26.474)	-	(28.286)
ICMS	-	-	-	(4.341.217)	-	(4.204.658)
COFINS	22.8	-	-	(1.867.337)	-	(1.823.713)
PIS	22.8	-	-	(405.285)	-	(395.841)
ISS	22.8	-	-	(325)	-	(331)
Total deduções da receita			(11.134.838)			(10.475.173)
Total		8.010.387	44.863.995	20.550.042	7.927.090	43.488.161

(²) Não auditado pelos auditores independentes.

23. Custos e despesas operacionais (incluindo outras receitas)

	2024				2023						
	Nota	Custo	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais	Total	Custo	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais	Total
Pessoal		(481.440)	(113.367)	-	-	(594.807)	(508.003)	(127.406)	-	-	(635.409)
Material		(39.280)	(12,423)	-	-	(51,703)	(48,423)	(3,280)	-	-	(44,395)
Serviço de terceiros		(1.002.120)	(127,934)	-	-	(1,130,054)	(723,931)	(251,848)	-	-	(975,779)
Serviço de terceiros - partes relacionadas	26	(801)	(11,205)	-	-	(12,006)	(11,562)	-	-	-	(11,562)
Entidade de previdência privada		(6,092)	(1,418)	-	-	(7,510)	(6,024)	(1,749)	-	-	(7,773)
Energia elétrica comprada para revenda		(8.633.800)	-	-	-	(8.633.800)	(7.736.221)	-	-	-	(7.736.221)
Energia elétrica comprada para revenda - partes relacionadas	26	(97,214)	-	-	-	(97,214)	(44,185)	-	-	-	(44,185)
Encargos do uso do sistema de transmissão		(3,077,084)	-	-	-	(3,077,084)	(2,996,016)	-	-	-	(2,996,016)
Depreciação e amortização		(743,080)	(263,321)	-	-	(1,006,401)	(659,183)	(241,071)	-	-	(900,254)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa		-	-	(157,560)	-	(157,560)	-	-	(384,883)	-	(384,883)
Perda de recebíveis de clientes		-	-	(280,939)	-	(280,939)	-	-	(244,860)	-	(244,860)
Custo de construção		(2,022,844)	-	-	-	(2,022,844)	(1,462,409)	-	-	-	(1,462,409)
Provisões para processos judiciais e outros riscos		-	(120,157)	-	-	(120,157)	(55,058)	-	(77,041)	-	(132,099)
Receita de multas por impuntualidade de clientes		-	-	-	132,104	(120,157)	-	-	-	-	(132,099)
Outras despesas operacionais		(149,702)	-	-	-	(149,702)	-	-	-	135,128	135,128
Outras receitas operacionais - partes relacionadas	26	300	-	-	-	300	1,350	-	-	(129,351)	(331,043)
Total		(16,253,157)	(695,266)	(438,499)	11,333	(17,275,589)	(14,451,357)	(695,087)	(629,743)	5,777	(15,770,410)

23.1 Custo do serviço de energia elétrica

23.1.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Nota	2024	2023
Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's		(5.027.908)	(4.576.712)
Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's - partes relacionadas	26	(97.214)	(47.343)
Cotas de garantia física		(1.043.741)	(1.155.950)
Risco hidrológico		(581.165)	(90.536)
Itaipu Binacional		(1.882.280)	(1.838.738)
Angra 1 e 2		(482.991)	(476.072)
(-) Ressarcimento - leilões de energia		-	32.209
Geração Distribuída - GD	23.1.1.1	(14.764)	-
(-) Crédito de PIS e COFINS		826.482	733.777
		(8.303.581)	(7.419.360)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA		(427.433)	(361.046)
Total		(8.731.014)	(7.780.406)

23.1.1.1 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\$ 14.764.

23.1.2 Encargos do uso do sistema de transmissão

	Nota	2024	2023
Uso da rede elétrica		(2.176.713)	(2.090.452)
Uso da rede elétrica - partes relacionadas	26	-	(4.465)
Encargos do Serviço do Sistema - ESS / EER		(780.010)	(775.263)
Transporte de energia - Fumas / Itaipu		(259.350)	(266.676)
Operador Nacional do Sistema - ONS		(40.507)	(40.708)
Custo do Uso do Sistema de Distribuição - CUSD		(19.291)	(15.393)
Conexão a rede básica - CTEEP		(100.326)	(106.488)
(-) Crédito de PIS e COFINS		299.113	303.429
Total		(3,077,084)	(2,996,016)

23.2 Outras receitas e despesas operacionais

	2024	2023
Ganhos (perdas) líquidos(as) na alienação de bens e direitos	(122,051)	(52,980)
Arrendamento e aluguel	(12,964)	22,425
Seguros	(10,462)	(17,793)
Tributos	(53,786)	(61,128)
Doações, contribuições e patrocínios	(6,905)	(6,648)
Tarifa bancária	(36,295)	(50,388)
Publicidade	(1,926)	(603)
Perdas na desativação de bens e direitos	(32,835)	(19,119)
Indenização por danos elétricos e não elétricos - PID	(8,614)	(33,302)
Baixa do ativo financeiro da concessão	(18,745)	(54,734)
Taxa de administração do plano - FUNCESP	(2,333)	(9,068)
Despesas indedutíveis	(6,717)	(1,321)
Penalidades - devoluções de fornecedores	(11,579)	(20,860)
Taxa de contribuição CCEE	(4,286)	3,348
Penalidades - DEC/FEC	(11,224)	(7,851)
Capitalização de ODD (Ordem Desativação)	83,569	21,146
Outros	(13,020)	(40,817)
Total	(270,173)	(329,693)

24. Resultado financeiro

	Nota	2024	2023
Receitas financeiras			
Renda de aplicações financeiras		38.914	221.996
Juros e atualização monetária sobre impuntualidade de clientes		33.378	55.538
Subvenções governamentais		59	59
Ajuste ao valor de mercado - empréstimos e debêntures		403.299	5.238
Ajuste ao valor de mercado - derivativos		3.509	237.410
Juros - derivativos		6.348	2
Juros e variações monetárias - outros		240.176	115.765
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais		56.504	17.157
Atualização monetária dos depósitos judiciais		57.519	61.001
Atualização de créditos tributários		1.663	92
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros		16.435	22.930
Outras receitas financeiras		49.390	4.150
(-) PIS e COFINS sobre receitas financeiras		(17.616)	(23.340)
		889.578	718.782
Despesas financeiras			
Subvenções governamentais		(59)	(845)
Encargos de dívidas - empréstimos e debêntures		(479.467)	(497.056)
Variação monetária - empréstimos		(4)	(192)
Variação monetária - debêntures		(134.870)	(121.303)
Variação monetária de processos judiciais e outros		(101.211)	(107.633)
Ajuste ao valor de mercado - empréstimos e debêntures		(2.554)	(280.180)
Ajuste ao valor de mercado - derivativos		(403.682)	(2.408)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros		(209.761)	(377.548)
Juros capitalizados transferidos para o ativo contratual		9.928	6.367
Cartas de fiança e seguros em garantia		(43.869)	(42.394)
Comissão de fiança - partes relacionadas		(20.026)	(6.126)
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	26	(20.631)	(19.987)
Atualização monetária - energia livre		(8.136)	(11.169)
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais		(268.824)	(149.863)
Atualização acordo Eletrobrás		(4.001)	(30.237)
Juros sobre obrigações de arrendamento		(24.056)	(29.074)
Juros e variações monetárias - outros		(224.278)	(59.030)
Custo dos juros (líquidos) de benefícios pós emprego	26	(500.144)	(613.827)
Outras despesas financeiras		(75.755)	(70.663)
		(2.511.400)	(2.412.948)
Variações cambiais líquidas			
Variações cambiais de dívidas		(702.885)	181.545
Variações cambiais de instrumentos financeiros derivativos		702.901	(181.566)
Outras variações cambiais		(6.749)	1.324
		(6.733)	1.303
Total		(1.628.555)	(1.692.863)

25. 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.

25.1 Imposto e contribuição social correntes

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

22.1. Receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica

Os serviços de distribuição de energia elétrica estão suportados pelos contratos de adesão (consumidores de baixa tensão) e contratos de compra de energia regulada para consumidores de média e alta tensão. A medição é realizada conforme calendário de leitura estabelecido pela Companhia e o cumprimento da obrigação de desempenho se dá através da entrega de energia elétrica, ocorrida em um determinado período. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado mensalmente de acordo com esse calendário, sendo a receita registrada pelo valor justo da contraprestação a ser recebida no momento em que 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 de leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa - vide nota explicativa nº 22.3.

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

As receitas de Fomento 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 disponibilização 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.

22.3. Receita não faturada



ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

nessas projeções, são realizados estudos técnicos conservadores de viabilidade de realização dos créditos fiscais diferidos da Companhia. O estudo de realização dos créditos fiscais diferidos ativos 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 11.3.

26. 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:

26.1 Controladora (Enel Brasil):

Natureza da operação	Vigência	31.12.2024		31.12.2023		2024		2023	
		Passivo	Passivo	Despesas	Despesas				
Dividendos a pagar	Dezembro de 2025	(100.638)	(159.499)	-	-	-	-	-	-
Compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura	Agosto de 2027	(56.901)	(37.978)	-	-	-	-	-	-
Mútuo	Viade nota explicativa nº15	(1.447.935)	-	-	(101.047)	-	-	-	-
Prestação de serviços técnicos e gestão	Março de 2025	(365.455)	(239.789)	-	-	-	-	-	-
Comissão de fiança	Setembro de 2023	-	-	-	-	-	-	-	(949)
Total		(1.970.929)	(437.266)	(101.047)	(949)				

26.2 Empresas com controle comum:

Natureza da operação	Vigência	Nota	31.12.2024		31.12.2023		2024		2023	
			Ativo (passivo)	Ativo (passivo)	Receitas (despesas)	Receitas (despesas)				
Benefício pós-emprego VIVEST	Abril de 2031	18	(4.288.837)	(6.520.291)	(500.144)	(613.627)				
			(4.288.837)	(6.520.291)	(500.144)	(613.627)				

Encargo de uso do sistema de transmissão

Enel Cien S.A.	Março de 2023	23.2.1	-	-	-	(4.465)				
						(4.465)				

Suprimento de energia - CCEAR

Enel Green Power Cabeça de Boi S.A.	Até o final da concessão		(177)	(168)	(1.266)	(1.207)				
Enel Trading S.A.	Até o final da concessão		(4.310)	-	(50.069)	-				
Enel Green Power Salto Apicacás S.A.	Até o final da concessão		(292)	(277)	(2.088)	(1.990)				
Enel Green Power Fazenda S.A.	Até o final da concessão		(118)	(113)	(847)	(807)				
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.	Até o final da concessão		(377)	(361)	(2.745)	(2.625)				
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica S.A.	Até o final da concessão		(350)	(335)	(2.547)	(2.435)				
			(5.624)	(1.254)	(59.562)	(9.064)				

Suprimento de energia - CGCF

Enel Green Power Mourão S.A.	Resolução Homologatória nº 3068 da ANEEL		(90)	(94)	(1.075)	(1.096)				
Enel Green Power Parapanema S.A.	Resolução Homologatória nº 3068 da ANEEL		(318)	(335)	(3.810)	(3.895)				
Enel Green Power Volta Grande S.A.	Resolução Homologatória nº 3068 da ANEEL		(2.716)	(2.856)	(32.767)	(33.288)				
			(3.124)	(3.285)	(37.652)	(38.279)				

Comissão (propaganda e publicidade - venda em fatura de energia)

Enel X Brasil S.A.	Junho de 2028		1.272	781	688	467				
			1.272	781	688	467				

Comissão de fiança

Enel X Brasil S.A.	Setembro de 2037		(8.881)	-	(20.026)	(5.177)				
			(8.881)	-	(20.026)	(5.177)				

Compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura

Ampla Energia e Serviços S.A.	Agosto de 2027		(2.357)	(2.576)	-	-				
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Agosto de 2027		4.867	3.828	-	-				
Enel Green Power Salto Apicacás S.A.	Agosto de 2027		767	720	-	-				
Enel Cien S.A.	Agosto de 2027	24.2.1	-	1.044	-	-				
Enel Green Power Volta Grande S.A.	Agosto de 2027		683	650	-	-				
Enel Trading S.A.	Agosto de 2027		64	-	-	-				
Enel X Brasil S.A.	Agosto de 2027		(340)	(311)	-	-				
Gridspertise Latam S.A.	Agosto de 2027		-	22	-	392				
			3.684	3.377	-	392				

Compartilhamento de recursos humanos expatriados

Enel Chile S.A.	Fevereiro de 2024		4.679	4.379	300	1.373				
Enel Grids S.r.l.	Fevereiro de 2024		(35.135)	(18.975)	(16.161)	(9.783)				
Enel SpA	Fevereiro de 2024		(2.130)	(5.170)	(1.569)	(885)				
			(32.586)	(19.766)	(17.430)	(9.295)				

Venda de serviços

Gridspertise Latam S.A.	Dezembro de 2025		(29.990)	(8.118)	-	(17.390)				
			(29.990)	(8.118)	-	(17.390)				

Compra e venda de ativo imobilizado

Companhia Energética do Ceará - COELCE	N/A		9.977	10.989	-	-				
Ampla Energia e Serviços S.A.	N/A		1.176	6.358	-	-				
			11.153	17.347	-	-				

Total

			(4.352.933)	(6.531.209)	(634.126)	(696.439)				
--	--	--	--------------------	--------------------	------------------	------------------	--	--	--	--

(*) 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 com a Enel CIEN, foram consideradas como transações entre partes relacionadas.

Suprimento de energia - CCEAR

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

Compartilhamento

O contrato de compartilhamento, decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial, de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos entre as partes relacionadas, conforme Despacho nº 338, de 6 de fevereiro de 2019. A contabilização da despesa/receita de compartilhamento é efetuada na rubrica de origem.

Mútuo

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

26.3 Remuneração da alta administração

A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém, ainda, benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho. A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia nos Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023 está demonstrada a seguir:

	2024	2023
Benefício de curto prazo (salários, encargos, benefícios, bônus)	6.048	6.010
Benefício pós-emprego (previdência - contribuição definitiva)	-	115
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	434	-
Total	6.482	6.125

27. Objetivos e políticas para gestão de riscos financeiros

Considerações gerais

A linha de negócio principal da Companhia está concentrada na distribuição de energia elétrica em toda sua área de concessão. Sua estratégia está sintetizada com a gestão financeira que aplica melhores práticas para minimização de riscos financeiros, observando também os aspectos regulatórios. 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.

27.1 Instrumentos financeiros

27.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

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

Categoria	Nível (a)	31.12.2024		31.12.2023	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	Custo amortizado	2	1.014.632	1.014.632	460.692
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio do resultado	2	6.394	6.394	5.971
Contas a receber de clientes	Custo amortizado	2	3.758.970	3.758.970	4.097.922
Depósitos vinculados	Custo amortizado	2	712.427	712.427	693.705
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	Custo amortizado	2	2.056.357	2.056.357	1.352.551
Ativo financeiro indenizável (concessão)	Valor justo por meio do resultado	2	9.324.702	9.324.702	8.317.479
Instrumentos financeiros derivativos	resultados abrangentes	2	109.541	109.541	-
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	475.523	475.523	442.413
Total do ativo			17.458.546	17.458.546	15.370.733
Passivo					
Fornecedores	Custo amortizado	2	3.408.926	3.408.926	2.884.098
Empréstimos e financiamentos	Custo amortizado	2	2.521.543	2.390.208	1.653.355
Empréstimos e financiamentos	Valor justo por meio do resultado	2	1.691.410	1.691.410	1.221.520
Debêntures	Custo amortizado	2	1.801.802	1.822.815	1.300.048
Debêntures	Valor justo por meio do resultado	2	1.814.534	1.814.534	2.852.248
Obrigações por arrendamentos	Custo amortizado	2	184.629	184.629	201.980
Passivo financeiro setorial	Custo amortizado	2	1.317.331	1.317.331	1.375.033
Contas a pagar - acordo Eletrobras	Custo amortizado	2	-	66.282	66.282
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	2	23.181	23.181	323.445
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	42.491	42.491	118.125
Total do passivo			12.805.847	12.695.525	11.796.134

(a) Conforme detalhado na nota explicativa 27.1.2 Hierarquia do valor justo

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 esperada no período, conforme definido na contratação. Todas as aplicações da companhia são vinculadas a índice financeiro pré-fixados, portanto não é esperada alteração significativa entre o valor contábil e o valor justo. As operações de derivativos, quando realizadas, são para proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos que possuem *investment grade* (escalas locais das principais agências de riscos) com "expertise" necessária para as operações, evitando-se a contratação de derivativos especulativos. A operação com instrumento derivativo é mensurada por meio de modelo de precificação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. O valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto. 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 financeiros 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
Bradesco	26/06/19	15/05/26	Fair value hedge	IPCA	CDI	800.000
Itaú	30/04/21	15/04/31	Fair value hedge	IPCA	CDI	720.000
Scotiabank II	17/05/21	20/05/25	Cash flow hedge	Dólar	CDI	209.000
Scotiabank III	27/08/21	27/08/26	Cash flow hedge	Dólar	CDI	300.000
Scotiabank IV	09/09/21	09/09/25	Cash flow hedge	Dólar	CDI	400.000
Santander 27ª	12/05/22	15/04/32	Fair value hedge	IPCA	CDI	600.000
Itaú 27ª	12/05/22	15/04/32	Fair value hedge	IPCA	CDI	200.000
Itaú - BEI I	17/08/22	01/09/37	Fair value hedge	Dólar	CDI	134.654
Itaú - BEI II	17/08/22	01/09/37	Fair value hedge	Dólar	CDI	538.616
Citibank - BEI III	20/04/23	20/04/38	Fair value hedge	Dólar	CDI	68.740
Citibank - BEI IV	20/04/23	20/04/38	Fair value hedge	Dólar	CDI	274.960
BTG - BEI V	13/05/24	13/05/39	Fair value hedge	Dólar	CDI	92.070
BTG - BEI VI	13/05/24	13/05/39	Fair value hedge	Dólar	CDI	368.280
Total						4.706.320

A movimentação é como segue:

						Derivativos
						(236.095)
Juros provisionados	(498.851)					121.303
Varição monetária	(181.566)					235.002
Marcação a mercado no resultado	(49.195)					49.195
Marcação a mercado no patrimônio líquido	511.855					-
Pagamento de juros	-					843
Total						843

						Derivativos
Juros provisionados	(338.283)					134.870
Varição monetária	(702.901)					(400.173)
Marcação a mercado no resultado	(28.963)					(45.987)
Marcação a mercado no patrimônio líquido	369.373					-
Recebimento de principal</						



ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

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 possui a seguinte exposição de ativos com a seguinte classificação de risco realizada pela Agência *Standard & Poor's* (escala nacional):

Exposição às taxas de câmbio	Moeda estrangeira	31.12.2024
Fornecedores (Itaipu)	25.308	156.712
Passivo líquido exposto	25.308	156.712

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 de regulação**
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 normalizados no Submódulo 2.9 do Proret (Resolução normativa nº 1.003/2022), 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 deles 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 propostos 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 de 2021 consiste nos seguintes componentes: Contrato de Ativo e PROINFRA; 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 calvo. 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 contratuais 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) MCDSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos) 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 1.009, de 22 de março de 2022, a eventual exposição ou sobrecontratação involuntária a qual as Distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios à 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.
Existem dois principais fatores que contribuíram para a sobrecontratação no ano de 2016. O primeiro refere-se à participação no leilão A-1 no ambiente regulado (CCEAR) realizado em dezembro de 2015, no qual a Companhia compulsoriamente teve que repor a energia vinculada ao contrato bilateral com a AES Tietê, cujo término ocorreu em 31 de dezembro de 2015. Por força do Decreto nº 5.163, a Companhia teve que comprar no mínimo 96% do montante de reposição, mesmo tendo ressaltado em sua declaração a necessidade de volume inferior ao mínimo. Em 3 de agosto de 2016, foi publicado Decreto nº 8.828 alterando o Decreto nº 5.163, retirando a trava de obrigação de declaração para os montantes de reposição. O novo decreto é aderente às argumentações da Companhia em relação à obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro de 2015.
Outro fator que impactou consideravelmente o nível de contratação foi 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, não foi útil, portanto, para reduzir o nível de contratação de 2016. Diante dos fatores expostos anteriormente, a Companhia entende, baseada em parecer técnico elaborado por escritório de advocacia renomado, que a sobrecontratação involuntária devem ser avaliadas pela ANEEL mediante comprovação do máximo esforço na redução da posição contratual. O reconhecimento da sobrecontratação involuntária referente ao leilão A-1 e a migração de consumidores especiais é suficiente para prover repasse tarifário integral dos custos de sobrecontratação.
Adicionalmente, para reduzir o nível de sobrecontratação a Companhia celebrou acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711 de 2016 e participou em quase todos os Mecanismos de Compensação de Sobras e Débitos - MCDSD de energia existente e de energia nova.
Em 25 de abril de 2017, a ANEEL deliberou o pleito de sobrecontratação involuntária das distribuidoras referente tanto ao leilão A-1 quanto à migração dos consumidores especiais. A decisão, de caráter geral, foi negar o pleito, com a ressalva de que as situações particulares de reconhecimento como sobrecontratação involuntária devem ser avaliadas pela ANEEL mediante comprovação do máximo esforço na redução da posição contratual. No reajuste tarifário de 2020, de forma similar ao ocorrido quando da revisão tarifária de 2019 e 2018, a ANEEL manteve o componente de sobrecontratação involuntária referente ao ano civil de 2016 em caráter provisório, tendo em vista que ainda permanece avaliando o máximo esforço individualmente para cada distribuidora, conforme decisão de 25 de abril de 2017.
Por meio do Despacho nº 2.508, de 27 de agosto de 2020, a ANEEL determinou os valores de sobrecontratação involuntária, porém sem levar em consideração a acima exposto quanto ao A-1/2015 e o máximo esforço que a Companhia enveredou para limitar o nível de contratação. Diante dessa decisão a Companhia entrou com solicitação de efeito suspensivo, o qual foi negado pela Diretora da ANEEL por meio do Despacho nº 2.923, de 13 de outubro de 2020.
A reconsideração quanto ao mérito da decisão do Despacho nº 2.508/20, foi julgada pela ANEEL em 09 de agosto de 2022, conforme Despacho da Diretora Geral nº 2.168, sem levar em consideração o reconhecimento da sobrecontratação involuntária decorrente da contratação compulsória de 96% do montante de reposição no Leilão n. A-1/2015.
Desta forma, em 24 de agosto de 2022, a Companhia entrou com pedido de reconsideração quanto à este mérito, até a data da aprovação dessas demonstrações financeiras, o processo ainda está sob análise do relator.
O julgamento deste pedido de reconsideração é acerca do encerramento do ano de 2016 com um nível de contratação de 110,2%, sendo o risco de impacto abaixo do limite de 105% equivalente a R\$ 92.639 (valor atualizado de R\$ 164.502 em 31 de dezembro de 2024) caso não venha a ser considerado como sobrecontratação involuntária pela ANEEL.

(b.2) **Gerenciamento de capital**
A Companhia controla sua estrutura de capital de acordo com as condições macroeconômicas e setoriais, de forma a possibilitar o pagamento de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário. A Companhia também monitora constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira.
De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos e/ou aumentar o capital através de emissão de novas ações. A estrutura de capital da Companhia contra-se demonstrada no quadro abaixo:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Empréstimos e financiamentos	15	4.212.953	2.874.875
Debêntures	16	3.616.336	4.152.296
Instrumentos financeiros derivativos	27	(519.392)	(843)
Dívida		7.309.897	7.026.328
Caixa e equivalentes de caixa	4	(1.014.632)	(460.692)
Títulos e valores mobiliários	5	(6.394)	(5.971)
Dívida líquida (a)		6.288.871	6.559.665
Patrimônio líquido (b)	20	5.629.270	2.822.916
Índice de endividamento líquido (a)/(a+b)		52,77%	69,91%

Os índices de endividamento em 31 de dezembro de 2024 e 2023, calculados pela razão entre a dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida, estão demonstrados no quadro acima.

(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 de hedge para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

A Companhia apresentou um caixa positivo gerado de suas atividades operacionais nos últimos exercícios.
Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 500.000. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da ANEEL para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despacho nº 1.916/2024, no valor de até R\$ 4.000.000.
Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil no montante de R\$ 1.187.588, 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)*, pode disponibilizar recursos para financiar investimentos e capital de giro.
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 no Brasil classificada como AAA (bra) pela Fitch.
A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros de fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures, instrumentos financeiros derivativos e obrigações por arrendamento, que estão sendo considerados no fluxo de caixa projetado:

	Nota	Menos de um mês	De um a três meses	De três a doze meses	De um a cinco anos	Mais de cinco anos
Fornecedores	13	3.128.131	66.090	93.839	60.566	60.300
Empréstimos e financiamentos	15	421.735	806.711	861.067	1.551.060	1.665.282
Debêntures	16	-	-	593.340	2.672.606	1.616.210
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	29	-	-	100.638	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	27	-	56.165	193.359	292.626	(187.648)
Total		3.549.866	928.966	1.842.243	4.576.858	3.154.144

(b.4) **Riscos de mercado**
(b.4.1) **Riscos de taxas de juros**
Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado.

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía 96,87% (97,93% em 31 de dezembro de 2023) da dívida total indexada a taxas variáveis (TJLP, CDI e IPCA).

Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Salic	665.715	98,94%	-	0,00%
CDI	7.151	1,06%	172.147	100,00%
Total	672.866	100,00%	172.147	100,00%
Ativo indenizável	31.12.2024	%	31.12.2023	%
IPCA	9.324.702	100,00%	8.317.479	100,00%
Total	9.324.702	100,00%	8.317.479	100,00%
Empréstimos, financiamentos e derivativos	31.12.2024	%	31.12.2023	%
CDI	6.993.348	95,66%	6.563.084	93,41%
IPCA	88.053	1,20%	312.755	4,45%
TJLP	-	0,00%	4.972	0,07%
Taxa fixa	228.496	3,13%	145.517	2,07%
Total	7.309.897	99,99%	7.026.328	100,00%

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

Ativos financeiros	31.12.2024	Projeção receitas financeiras - um ano				
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário provável (+25%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Salic		6.08%	9,14%	12,42%	15,19%	18,23%
Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	665.715	40.475	60.647	80.884	101.122	121.360
CDI		6,08%	10,91%	12,15%	15,19%	18,23%
Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	7.151	435	651	869	1.086	1.304
IPCA		2,44%	3,65%	4,87%	6,09%	7,31%
Ativo financeiro indenizável (concessão)	9.324.702	227.523	340.352	454.113	567.874	681.636
Total	9.997.568	268.433	401.650	535.866	670.082	804.300

As projeções consideram o índice de atualização da dívida, acrescido do spread contratual, conforme definido nas notas explicativas 16 e 17. 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:

Dívidas	31.12.2024	Projeção receitas financeiras - um ano				
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário provável (+25%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI						
Debêntures - 24ª Emissão (1ª série)	(354.289)	(10.604)	(15.118)	(19.511)	(23.788)	(27.956)
Debêntures - 26ª EMISSÃO	(591.133)	(50.207)	(69.578)	(88.389)	(106.671)	(124.454)
Enel BR V	(226.660)	(17.220)	(24.632)	(31.830)	(38.825)	(45.630)
Enel BR VI	(33.788)	(2.568)	(3.674)	(4.747)	(5.790)	(6.805)
Enel BR VII	(27.860)	(330)	(466)	(599)	(728)	(854)
Enel BR VIII	(239.162)	(2.830)	(3.999)	(5.138)	(6.248)	(7.331)
Enel BR IX	(115.841)	(2.082)	(2.944)	(3.783)	(4.600)	(5.397)
Enel BR X	(322.898)	(6.173)	(8.575)	(10.915)	(13.194)	(15.417)
Enel BR XI	(213.137)	(1.322)	(1.833)	(2.332)	(2.818)	(3.293)
Enel BR XII	(1.033)	(6)	(8)	(11)	(13)	(15)
Enel BR XIII	(206.377)	(1.153)	(1.648)	(2.131)	(2.601)	(3.060)
Enel BR XIV	(40.991)	(466)	(666)	(861)	(1.052)	(1.237)
Enel BR XV	(20.288)	(350)	(501)	(648)	(791)	(931)
IPCA						
Debêntures - 24ª Emissão (2ª série)	(1.020.559)	(66.548)	(79.383)	(92.072)	(104.619)	(117.027)
Derivativo Bradesco (swap) - Ponta Ativa	1.015.038	65.859	78.561	91.111	103.636	115.816
Derivativo Bradesco (swap) - Ponta Passiva	(809.727)	(61.300)	(87.791)	(113.515)	(139.516)	(162.837)
Debêntures - 25ª Emissão	(793.974)	(54.607)	(64.769)	(74.815)	(84.748)	(94.571)
Derivativo Itaipu (swap) - Ponta Ativa	778.017	52.332	62.071	71.698	81.218	90.632
Derivativo Itaipu (swap) - Ponta Passiva	(730.850)	(56.861)	(80.776)	(103.998)	(126.567)	(148.522)
Debêntures - 27ª Emissão	(856.381)	(67.699)	(85.685)	(96.546)	(107.286)	(117.906)
Derivativo Itaipu (swap) - Ponta Ativa	209.272	(17.897)	(20.529)	(23.131)	(25.704)	(28.248)
Derivativo Itaipu (swap) - Ponta Passiva	(202.889)	(15.562)	(22.201)	(28.947)	(34.911)	(41.006)
Derivativo Santander (swap) - Ponta Ativa	622.815	53.085	60.892	68.611	76.243	83.790
Derivativo Santander (swap) - Ponta Passiva	(601.805)	(46.160)	(65.851)	(84.971)	(103.554)	(121.631)
Scotiabank II 4131	(244.859)	45.542	5.033	(24.550)	(47.990)	(67.468)
Derivativo Scotiabank (swap) - Ponta Ativa	237.734	(44.217)	(4.887)	23.836	46.594	65.505
Derivativo Scotiabank (swap) - Ponta Passiva	(209.766)	(6.862)	(9.322)	(11.930)	(14.460)	(16.925)
Scotiabank III 4131	(347.959)	170.059	33.235	(67.270)	(148.304)	(213.078)
Derivativo Scotiabank (swap) - Ponta Ativa	324.395	(159.288)	(30.984)	62.715	136.955	198.648
Derivativo Scotiabank (swap) - Ponta Passiva	(315.364)	(26.730)	(37.055)	(47.081)	(56.826)	(66.305)
Scotiabank IV 4131	(480.791)	170.803	27.966	(76.345)	(158.995)	(227.675)
Derivativo Scotiabank (swap) - Ponta Ativa	461.810	(164.059)	(26.862)	73.331	152.717	218.686
Derivativo Scotiabank (swap) - Ponta Passiva	(412.448)	(24.942)	(34.821)	(44.421)	(53.758)	(62.846)
BEI I	(147.372)	70.777	12.434	(30.172)	(63.931)	(91.984)
Derivativo Itaipu (swap) - Ponta Ativa	141.232	(67.829)	(11.916)	28.915	61.268	88.152
Derivativo Itaipu (swap) - Ponta Passiva	(133.599)	(9.163)	(13.532)	(17.773)	(21.996)	(25.906)
BEI II	(583.587)	281.277	50.126	(118.680)	(252.432)	(363.576)
Derivativo Itaipu (swap) - Ponta Ativa	559.625	(269.559)	(48.038)	113.736	241.916	348.430
Derivativo Itaipu (swap) - Ponta Passiva	(530.124)	(35.346)	(52.677)	(69.506)	(85.862)	(101.772)
BEI III	(82.086)	38.860	6.344	(17.402)	(36.217)	(51.852)
Derivativo Citibank (swap) - Ponta Ativa	81.521	(38.593)	(6.301)	17.282	35.968	51.495
Derivativo Citibank (swap) - Ponta Passiva	(69.669)	(4.771)	(7.049)	(9.261)	(11.411)	(13.502)
BEI IV	(325.737)	154.588	25.569	(68.652)	(143.307)	(205.343)
Derivativo Citibank (swap) - Ponta At						



ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

...continuação

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Os diretores da ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A. ("Companhia") inscrita no CNPJ/MF Nº 61.695.227/0001-93, com sede na Avenida das Nações Unidas, nº 14.401, 17º ao 23º andar, conjunto 1 ao 4, Torre B, Bairro Vila Gertrudes, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, Brasil, nos termos e para fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 7 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 que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

São Paulo, 27 de fevereiro de 2025.

Diretores

<p>Guilherme Gomes Lancaster Francesco Tutoli Alain Rosolino Gianluca Caccialupi Marcia Massotti de Carvalho Flavia da Silva Baraúna Vago Vago Anna Paula Hiotte Pacheco Luiz Flavio Xavier de Sá Vago Ana Claudia Gonçalves Rebelo Fernando Andrade</p>	<p>Diretor Presidente Diretor de Administração, Finanças, Controle e Relações com Investidores Diretor de Pessoas e Organização Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes Diretora de Sustentabilidade Diretora de Serviços Diretoria de Comunicação Diretoria de Relações Institucionais Diretora de Regulação Diretor de Mercado Diretoria de Compras Diretora Jurídico Diretor de Engenharia e Construção</p>
--	---

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE O RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE

Os diretores da ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A. ("Companhia") inscrita no CNPJ/MF Nº 61.695.227/0001-93, com sede na Avenida das Nações Unidas, nº 14.401, 17º ao 23º andar, conjunto 1 ao 4, Torre B, Bairro Vila Gertrudes, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, Brasil, nos termos e para fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 7 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 que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

São Paulo, 27 de fevereiro de 2025.

Diretores

<p>Guilherme Gomes Lancaster Francesco Tutoli Alain Rosolino Gianluca Caccialupi Marcia Massotti de Carvalho Flavia da Silva Baraúna Vago Vago Anna Paula Hiotte Pacheco Luiz Flavio Xavier de Sá Vago Ana Claudia Gonçalves Rebelo Fernando Andrade</p>	<p>Diretor Presidente Diretor de Administração, Finanças, Controle e Relações com Investidores Diretor de Pessoas e Organização Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes Diretora de Sustentabilidade Diretora de Serviços Diretoria de Comunicação Diretoria de Relações Institucionais Diretora de Regulação Diretor de Mercado Diretoria de Compras Diretora Jurídico Diretor de Engenharia e Construção</p>
--	---

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. Os membros do Conselho de Administração da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo 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.

São Paulo, 27 de fevereiro de 2025.

Damian Popolo

Presidente do Conselho de Administração

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. São Paulo - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo 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 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo 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 22 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 para energia elétrica 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 elétrica distribuída e não faturada como assunto significativo em nossa auditoria.

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.

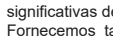
– Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamos-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, 27 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

