



**AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A**

Companhia Aberta  
CNPJ 33.050.071/0001-58

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2025**

**Senhores Acionistas,** Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. ("Enel Distribuição Rio" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, com o relatório dos Auditores Independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2025 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 2024, exceto quando especificado em contrário. Os dados operacionais marcados com (\*) não foram auditados pela auditoria independente Forvis Mazars.

**1. PERFIL**  
A Enel Distribuição Rio é uma Companhia de capital aberto, responsável pela distribuição de energia elétrica em 66 municípios no Estado do Rio de Janeiro e sua área de concessão abrange 32.615 km<sup>2</sup>, correspondendo a 75% de todo o Estado. A Companhia fornece energia elétrica para, aproximadamente, 3,2 milhões de unidades consumidoras em uma população estimada de aproximadamente de 6,5 milhões de habitantes, o que representa aproximadamente 98 unidades consumidoras por quilômetro quadrado. A rede é composta por 59.569 km de linhas de distribuição, 3.764 km de linhas de transmissão e 128 subestações. Em 31 de dezembro de 2025, nossa área de concessão representou 3,45% do número de consumidores no Brasil, e 2,05% do volume de energia distribuída no país.

**2. DESTAQUES**

- + 11,7% na Receita Líquida em 2025 versus 2024.
- Investimentos totalizaram R\$ 1,8 bilhão em 2025 (+44% vs 2024), representando nível de recorde na área de concessão.
- + 1,63 p.p em Arrecadação em 2025 versus 2024, atingindo 97,36%, o que representa o patamar mais alto em 5 anos.
- Trajetória consistente de melhoria dos indicadores de qualidade, atingindo o menor nível desde 2020.
- + 656 mil podas de árvores realizadas durante 2025 (+17% versus 2024).
- Incremento de +26,7% nos colaboradores próprios e de 10,2% nos colaboradores terceirizados, com um total de +1.517 pessoas, retificando o compromisso assumido pela empresa de melhoria contínua da qualidade do serviço e resiliência da rede.
- Redução de -14% (5 p.p) na alavancagem sobre o Capital Total Empregado, passando de 36% em 2024 para 31% em 2025.
- Aumento de Capital no valor de R\$ 1,6 bilhão aprovado em dezembro de 2025, visando a redução do total de dívidas financeiras e a continuidade da estratégia de gestão econômico-financeira.
- Emissão de Notas Comerciais no valor de R\$1,8 bilhão.

**DESTAQUES DO PERÍODO**

	2025	2024	Var.
Receita Bruta (R\$ mil)	14.409.758	13.096.173	10,0%
Receita Líquida (R\$ mil)	9.762.207	8.741.530	11,7%
EBITDA (1) (R\$ mil)*	1.513.414	1.769.300	-14,5%
Margem EBITDA (%)*	15,50%	20,24%	-4,74 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	18,75%	23,76%	-5,01 p.p
EBIT (2) (R\$ mil)*	854.036	974.091	-12,3%
Margem EBIT (%)*	8,75%	11,14%	-2,39 p.p
Prejuízo Líquido (R\$ mil)	(9.034)	670.153	<-100,0%
Margem Líquida	-0,09%	7,67%	-7,76 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	-0,11%	9,00%	-9,11 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	11.547	11.994	-3,7%
CAPEX (R\$ mil)*	1.819.237	1.263.897	43,9%
DEC (12 meses)*	8,11	9,14	-11,3%
FEC (12 meses)*	4,34	4,60	-5,7%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	97,36%	95,73%	1,63 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	24,82%	23,86%	0,96 p.p
PMSO (3)/Consumidor*	536,89	471,02	14,0%

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

**3. CONTEXTO SETORIAL E REGULATÓRIO\***

**Distribuição**  
A Enel Distribuição Rio é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica sujeita à regulamentação da ANEEL e do MME. A Companhia também está sujeita aos termos do seu contrato de concessão, que foi celebrado com a ANEEL em 1996, concedendo-lhe o direito de distribuir energia na sua área de concessão até dezembro de 2026. A tarifa de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticada pela Companhia na distribuição de energia a clientes finais, é determinada de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. Ambos estabelecem um teto para a tarifa e preveem ajustes anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um significativo desequilíbrio econômico-financeiro). Nos ajustes das tarifas de energia elétrica, a ANEEL divide os custos de distribuição entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora (chamados Parcela A) e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora (chamados Parcela B). Na Parcela A estão 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 e depreciação regulatória, e os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição. Nos reajustes tarifários anuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o Índice IPCA ajustado pelo Fator X, que constitui em uma somatória do componente de produtividade, de trajetória de custos operacionais e de qualidade. A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da Enel Distribuição Rio é 15 de março. **Reajuste Tarifário Anual 2025:** A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 11 de março, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2025 a ser aplicado a partir de 15 de março de 2025. Resolução Homologatória nº 3.435/2025. A aprovação do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Companhia foi de um índice de reajuste de -4,72% composto por (i) reajuste econômico de +2,09%, sendo +0,31% de Parcela A, +1,78% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -6,82%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de +5,00%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +0,27%, sendo -3,35% para alta tensão e +1,31% para baixa tensão. **Bandeiras Tarifárias:** A partir de janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. As bandeiras tarifárias tiveram os seguintes acréscimos: • Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo. • Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A partir de 01/04/24 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,885 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. • Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/04/24 - As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 4,463 (patamar 1) e R\$ 7,877 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. Desde dezembro de 2024 até abril de 2025 as condições hidrológicas brasileiras estavam favoráveis, consequentemente sem necessidade de acionamento das bandeiras tarifárias, estando o patamar em verde. Em maio de 2025 o acionamento da bandeira foi amarela devido a redução das chuvas em razão da transição do período chuvoso para o período seco do ano, tornando as previsões de chuvas e vazões nas regiões dos reservatórios, para os próximos meses, abaixo da média. Já em junho de 2025 o acionamento da bandeira tarifário foi vermelha patamar 1, pois o cenário de aflúências estava abaixo da média em todo o Brasil, reduzindo a projeção de geração hidráulica e aumentando a geração térmica. Este mesmo cenário permaneceu em julho de 2025, o que acarretou na manutenção do acionamento da bandeira tarifária em vermelha patamar 1. Porém em agosto e em setembro de 2025 o cenário de escassez se agravou, sendo necessário o acionamento do patamar 2 da bandeira vermelha. A partir de outubro de 2025 as condições começaram a ficar mais favoráveis rebaixando a bandeira para vermelha patamar 1, se mantendo assim até novembro de 2025. Com condições cada vez mais favoráveis, em dezembro se fixou a bandeira amarela. As bandeiras tarifárias que vigoraram em 2024 e 2025, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2024	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
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 patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												
2025	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	58,60	58,60	264,69	208,03	241,89	310,35	228,45	310,30	315,54	297,32	333,39	304,02
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

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

Em 17 de dezembro de 2024, o Despacho nº 3.625 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2025. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.542,23/MWh e o valor mínimo em R\$ 58,60/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2025.

Em 19 de dezembro de 2025, o Despacho nº 3.850 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2026. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.611,04/MWh e o valor mínimo em R\$ 57,31/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2026 com término previsto para 31 de dezembro de 2026.

**4. DESEMPENHO OPERACIONAL**

**Unidades Consumidoras**

**NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)\***

	2025	2024	Var.
<b> Mercado Cativo</b>	<b>3.161.874</b>	<b>3.106.735</b>	<b>1,8%</b>
Residencial - Convencional	2.362.078	2.203.618	7,2%
Residencial - Baixa Renda	570.366	673.341	-14,4%
Industrial	3.088	3.526	-12,4%
Comercial	143.102	141.046	1,5%
Rural	63.895	64.161	-0,4%
Setor Público	19.345	20.443	-5,4%
<b> Clientes Livres</b>	<b>4.531</b>	<b>3.636</b>	<b>24,6%</b>
Industrial	583	428	36,2%
Comercial	3.529	2.844	24,1%
Rural	3	30	26,7%
Setor Público	361	328	10,1%
Residencial	20	6	>100,0%
<b> Revenda</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>8,3%</b>
<b> Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>3.166.418</b>	<b>3.110.383</b>	<b>1,8%</b>

O número de consumidores efetivos faturados no mercado cativo registrou crescimento de 1,8% quando comparado ao mesmo período no ano anterior, com destaque para o crescimento no segmento residencial convencional. Já os clientes livres, continuaram com a tendência de crescimento, com aumento de 24,6% no período, refletindo a migração de clientes do mercado cativo, que se intensificou após a abertura do mercado livre para os clientes do Grupo A, a partir de janeiro de 2024.

**Venda de Energia na Área de Concessão**

**VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)\***

	2025	2024	Var.
Mercado Cativo	7.186	7.843	-8,4%
Clientes Livres	3.916	3.703	5,8%
Revenda	411	415	-1,0%
Consumo Próprio	34	34	-
<b> Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>11.547</b>	<b>11.994</b>	<b>-3,7%</b>
<b> Mercado Cativo</b>	<b>7.186</b>	<b>7.843</b>	<b>-8,4%</b>
<b> VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*</b>	<b>7.186</b>	<b>7.843</b>	<b>-8,4%</b>
Residencial - Convencional	3.852	4.126	-6,6%
Residencial - Baixa Renda	1.075	1.065	0,9%
Industrial	38	18	24,1%
Comercial	1.049	1.296	-19,1%
Rural	123	141	-12,8%
Setor Público	999	1.097	-8,9%
<b> Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>7.186</b>	<b>7.843</b>	<b>-8,4%</b>

Em 2025, o total de venda de energia no mercado cativo registrou uma redução de 8,4% em comparação ao ano anterior, em decorrência do efeito da migração para o mercado livre e de menor temperatura no período quando comparado com 2024 (0,9 °C abaixo da média de 2024). O aumento da geração distribuída também impactou negativamente o consumo do mercado cativo como um todo.

**TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)\***

	2025	2024	Var.
Industrial	2.156	2.155	0,0%
Comercial	1.227	1.055	16,3%
Rural	106	107	-0,9%
Setor Público	421	381	10,5%
Residencial	5	5	0,0%
<b> Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*</b>	<b>3.916</b>	<b>3.703</b>	<b>5,8%</b>

O consumo de energia para o mercado livre apresentou um aumento de 5,8% em 2025 em comparação a 2024 em praticamente todas as classes de consumo, mesmo considerando as temperaturas mais amenas no período, em razão principalmente do crescimento do número de clientes, impulsionada pela migração do mercado cativo para o mercado livre.

**Compra de Energia**

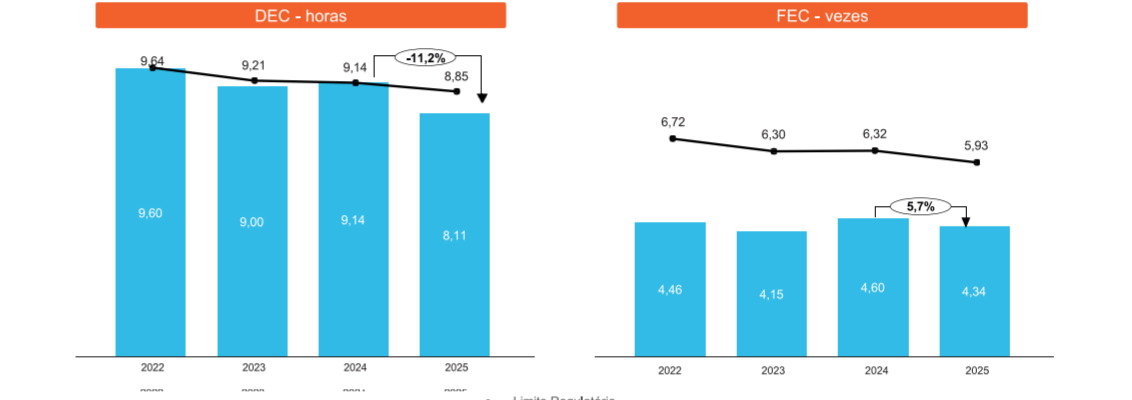
**COMPRA DE ENERGIA (GWH)\***

	2025	2024	Var.
Itaipu	1.823	1.875	-2,8%
Angra I e II	368	373	-1,3%
PRONFA	173	187	-7,5%
Leilão e Quotas	9.790	9.920	-1,3%
<b> Total - Compra de Energia / CCEE</b>	<b>12.154</b>	<b>12.355</b>	<b>-1,6%</b>
Liquidação na CCEE	(740)	(279)	>100,0%
<b> Total - Compra de Energia</b>	<b>11.414</b>	<b>12.076</b>	<b>-5,5%</b>

**BALANÇO DE ENERGIA\***

	2025	2024	Var.
Energia requerida (GWh)	16.458	16.589	-0,8%
Energia fornecida (GWh)	12.374	12.631	-2,0%
Mercado Cativo	8.147	8.616	-5,4%
Mercado Livre	4.227	4.015	5,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (GWh)	4.084	3.957	3,2%
<b> Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (%)</b>	<b>24,82%</b>	<b>23,86%</b>	<b>0,96 p.p</b>

**Qualidade do Fornecimento**

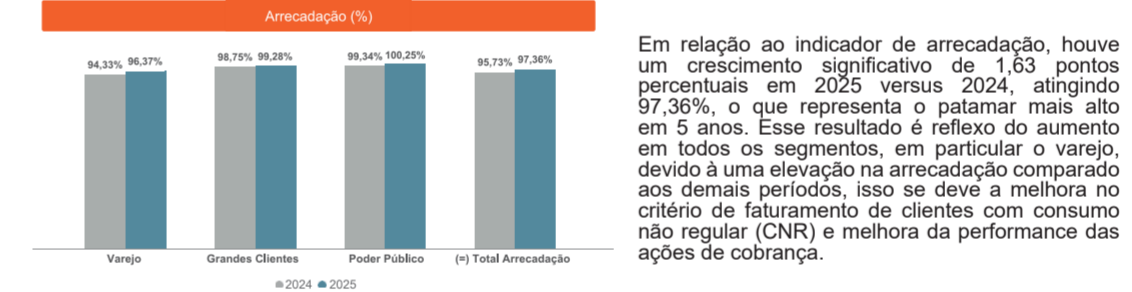


Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. Em 2025, os indicadores DEC e FEC apresentaram redução de 11,2% e 5,7% respectivamente em relação ao mesmo período em 2024. Destaca-se que os níveis de DEC e FEC registrados no período estão dentro dos limites regulatórios estabelecidos na revisão tarifária (DEC: 8,85; FEC: 5,93). Tais resultados refletem, principalmente, as iniciativas da Companhia voltadas para melhoria da qualidade dos serviços, que englobam: • Digitalização da rede, com aumento dos equipamentos tele controlados; • Substituição de cabos de Média e Alta Tensão; • Plano de melhoria do TMA (Tempo Médio de Atendimento); • Projeto de primarização (*insourcing*) das equipes de emergência, poda e manutenção; • Execução dos serviços preventivos de podas, limpeza de rede (77% maior que 2024) e manutenções preventivas (62% maior que 2024).

**Disciplina de Mercado - Perdas (3) (4)**

As perdas de energia LTM alcançaram o valor de 24,82% em 2025, um aumento de 0,96 p.p. em relação às perdas registradas em 2024 que foram de 23,86%. As perdas não técnicas na área de risco representou 62,8% do total, com um crescimento de 1,16 p.p. em 2025 vs. 2024. As perdas não técnicas fora da área de risco reduziram -0,39 p.p., em relação ao mesmo período, mantendo a tendência dos últimos anos e comprovando o sucesso das medidas adotadas para minimizar as perdas nas localidades com acesso. O plano de combate às perdas de energia da Enel mantém suas ações nos pilares de prevenção e recuperação da receita. 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 forjando 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 340 GWh de energia em 2025.

**Arrecadação\***



Em relação ao indicador de arrecadação, houve um crescimento significativo de 1,63 pontos percentuais em 2025 versus 2024, atingindo 97,36%, o que representa o patamar mais alto em 5 anos. Esse resultado é reflexo do aumento em todos os segmentos, em particular o varejo, devido à uma elevação na arrecadação comparado aos demais períodos, isso se deve a melhora no critério de faturamento de clientes com consumo não regular (CNR) e melhora da performance das ações de cobrança.

Destaca-se que a Companhia mantém constantemente a realização de ações para reduzir os níveis de inadimplência, tais como: i. Realização de 1 milhão suspensões de fornecimento por meio de estratégia de concentração e comportamento de pagamento; ii. Negativações de 15 milhões de faturas; iii. 148 milhões de interações com os clientes seja por meio de robôs, contato humano ou whatsapp através das assessorias de cobrança; iv. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com Poder Público; v. Negociações para 204 mil consumidores. Além disso, a Enel Rio disponibiliza aos seus clientes diversas opções para quitação e negociação de débitos, tais como por cartão de débito/crédito, pix e boleto, financiamento com a própria distribuidora, levando em consideração o perfil de cada cliente.

**5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO**

Receita Operacional Líquida  
**RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)**

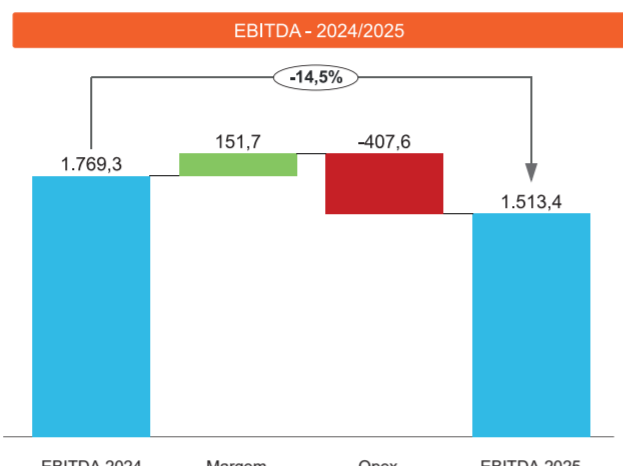
	2025	2024	Var.
Fornecimento de Energia	8.480.661	8.890.059	-4,6%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	1.449.855	1.237.269	17,2%
(-) DICI/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(102.580)	(113.287)	-9,5%
Subvenção baixa renda	339.708	282.364	20,3%
Subvenção de recursos da CDE	494.239	427.291	15,7%
<b> Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo e Livre</b>	<b>10.661.883</b>	<b>10.723.696</b>	<b>-0,6%</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	1.318.567	442.804	>100,0%
Receita de Construção	1.691.387	1.293.422	30,8%
Marcação a mercado de ativo indenizável	346.045	369.762	(6,4%)
Outras Receitas	391.876	266.489	47,1%
<b> Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>14.409.758</b>	<b>13.096.173</b>	<b>10,0%</b>
ICMS	(2.316.441)	(2.307.439)	0,4%
PIS	(161.360)	(148.214)	8,9%
COFINS	(743.234)	(683.039)	8,8%
ISS	(5.202)	(4.488)	15,9%
<b> Total - Tributos</b>	<b>(3.226.237)</b>	<b>(3.143.180)</b>	<b>2,6%</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.115.033)	(1.032.300)	8,0%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(76.785)	(70.999)	8,1%
Encargos do consumidor - CCRBT	(218.752)	(98.286)	>100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(10.744)	(9.878)	8,8%
<b> Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(1.421.314)</b>	<b>(1.211.463)</b>	<b>17,3%</b>
<b> Total - Deduções da Receita</b>	<b>(4.647.551)</b>	<b>(4.354.643)</b>	<b>6,4%</b>
<b> Total - Receita Operacional Líquida</b>	<b>9.762.207</b>	<b>8.741.530</b>	<b>11,7%</b>
<b> Total - Receita Operacional Líquida desc. Receita de Construção</b>	<b>8.070.820</b>	<b>7.448.108</b>	<b>8,4%</b>

A receita operacional líquida da Companhia em 2025 apresentou uma variação positiva de 11,7%, ou R\$ 1,0 bilhão, em relação a 2024, totalizando R\$ 9,8 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia em 2025, alcançou o montante de R\$ 8,1 bilhões, um aumento de R\$ 622,7 milhões em relação ao

...continuação

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A

Em 2025, os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 4.814,8 milhões, resultado 10,8% ou R\$ 471,0 milhões superior em relação a 2024 em razão do aumento de R\$ 547,0 milhões na rubrica relacionada a energia elétrica comprada para revenda. Os Custos e Despesas Gerenciáveis em 2025, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram incremento de R\$ 271,7 milhões em comparação a 2024. O aumento é explicado pelas seguintes variações: • Aumento de R\$ 172,0 milhões na rubrica de Perda por Redução ao Valor Recuperável de Ativos, decorrente da avaliação das expectativas de recuperação econômica de determinados projetos em execução, classificados como obras em curso, conforme detalhado na Nota Explicativa 10.1.1 das Demonstrações Financeiras da Companhia; • Aumento de R\$ 165,3 milhões nas linhas de perda de recebíveis de clientes e provisões para créditos de liquidação duvidosa, explicada principalmente por: (i) efeito positivo extraordinário reflexo da mudança de metodologia implementada no 4T24, impactando a base de comparação, (ii) maior volume de write-off de cobranças relacionadas ao período da pandemia, que ultrapassaram o período de cinco anos e (iii) deterioração da expectativa de recebimento de clientes pontuais B2B no 4T25; • Aumento de R\$ 76,8 milhões em materiais e serviços de terceiros, reflexo do aumento dos custos relacionados à manutenção corretiva, além do efeito da inflação no período; • Aumento de R\$ 29,7 milhões em despesa de pessoal relacionado ao impacto da inflação. Cabe ressaltar, que no 4T25 houve uma reversão de despesas relacionada ao menor risco com plano de saúde. Desconsiderando esse efeito não recorrente, a rubrica teria apresentado um crescimento de cerca de 27% ou R\$ 69,7 milhões no período. Tais efeitos foram parcialmente compensados por: • Queda de R\$ 135,8 milhões na rubrica de depreciação e amortização devido à um efeito extraordinário realizado em dezembro, relacionado à revisão do prazo de amortização dos ativos, onde tais prazos foram estendidos, contribuindo para redução da rubrica, conforme nota explicativa 10.3 das Demonstrações Financeiras (critério de amortização). Destaca-se que esse efeito será observado ao longo de 2026, até sua anulação no 4T26. **EBITDA\***



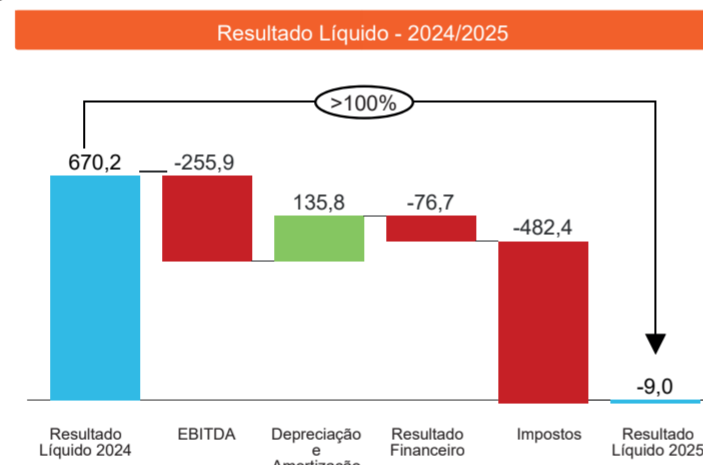
Em 2025, o EBITDA da Companhia totalizou R\$ 1,5 bilhão, o que representa uma redução de R\$ 255,9 milhões em relação ao valor registrado em 2024 (R\$ 1,8 bilhão), em decorrência principalmente do aumento dos custos e despesas operacionais excluindo custo de construção e depreciação e amortização (opex), afetado em grande parte pelo crescimento das rubricas de Perda por redução ao valor recuperável dos ativos, perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, perda de recebíveis e serviços de terceiros e material e serviços de terceiros, conforme explicado anteriormente.

Resultado Financeiro RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2025	2024	Var.
<b>Receitas Financeiras</b>			
Renda de Aplicação Financeira	18.492	29.237	-36,8%
Juros e atualização financeira por impropriedade de clientes	36.055	37.369	-3,5%
Dívida - Marcação a mercado	2.753	2.258	21,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	-	-	-100,0%
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	85.069	92.019	-7,6%
Juros fundo de pensão	3.767	-	-
Atualização de créditos tributários	33.666	8.472	>100,0%
Outras receitas financeiras	12.088	17.298	-30,1%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(17.880)	(16.603)	7,7%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>174.005</b>	<b>173.347</b>	<b>0,4%</b>
<b>Despesas financeiras</b>			
Encargo de dívidas e mútuos	(730.407)	(617.188)	18,3%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(155.748)	(70.570)	>100,0%
Encargo de fundo de pensão	(14.100)	(28.650)	-50,8%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(6.694)	(137.631)	-93,7%
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	(67.888)	(82.958)	-18,2%
Deságio financeiro - subsídio CDE	(12.802)	-	-
Outras despesas financeiras	(140.287)	(117.181)	-19,7%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(1.129.926)</b>	<b>(1.054.178)</b>	<b>7,2%</b>
<b>Variações Cambiais</b>	<b>(2.611)</b>	<b>(978)</b>	<b>&gt;100,0%</b>
Variações cambiais - Empréstimos	25.320	(247.158)	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(25.341)	247.150	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	(2.690)	(970)	>100,0%
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(958.532)</b>	<b>(881.809)</b>	<b>8,7%</b>

O resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 958,5 milhões, representando um aumento de R\$ 76,7 milhões ou 8,7% em comparação ao ano anterior, explicado por: • Aumento de R\$ 85,2 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas relacionado a processos cíveis; • Aumento de R\$ 12,8 milhões na rubrica de deságio financeiro - subsídio CDE devido à antecipação de parte dos créditos homologados referentes a este subsídio. Tais efeitos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 12,4 milhões nas rubricas de dívida (dívida - marcação a mercado, instrumento financeiro derivativo hedge/swap, encargos de dívidas e mútuos, variações cambiais - empréstimos e variações cambiais - instrumentos financeiros de hedge) decorrente da redução no volume de dívida da Companhia.

Resultado Líquido:

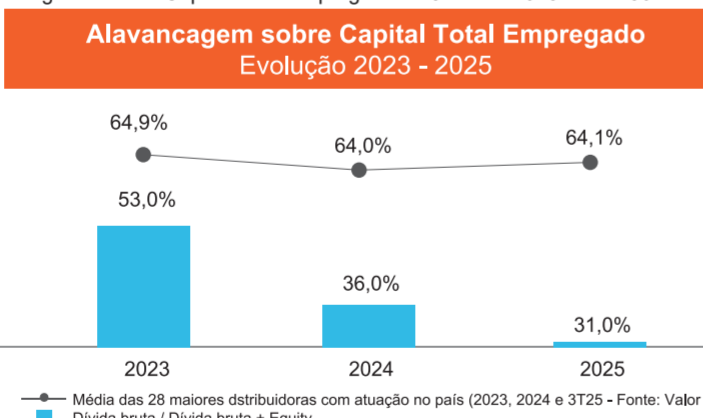


O resultado líquido da Companhia registrou prejuízo líquido de R\$ 9,0 milhões, o que representa uma redução de R\$ 679,2 milhões em relação a 2024, em decorrência principalmente do impacto positivo no ano anterior, no total de R\$ 615,4 milhões na linha de impostos, relacionado à exclusão da base de cálculo do IRPJ/CSLL da atualização financeira da Taxa SELIC sobre indêbitos tributários. Mesmo desconsiderando tal efeito, a Companhia teria registrado uma redução de R\$ 64,1 milhões, em função da redução do EBITDA e aumento da despesa financeira, conforme explicado anteriormente.

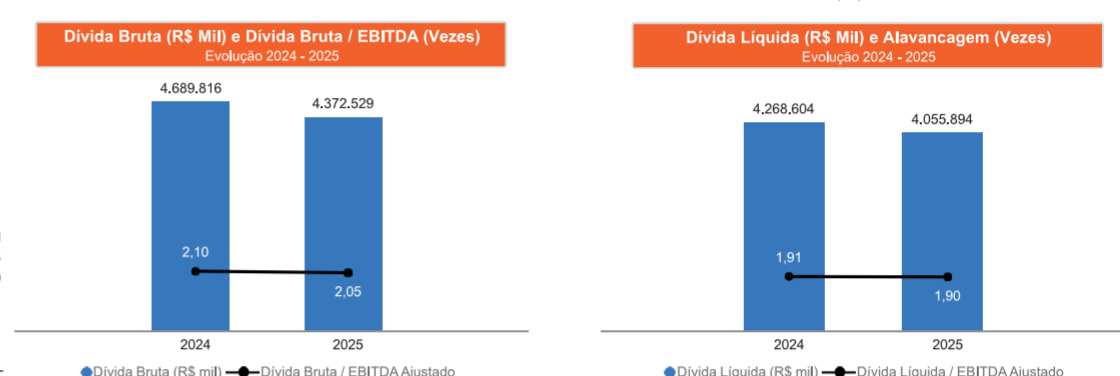
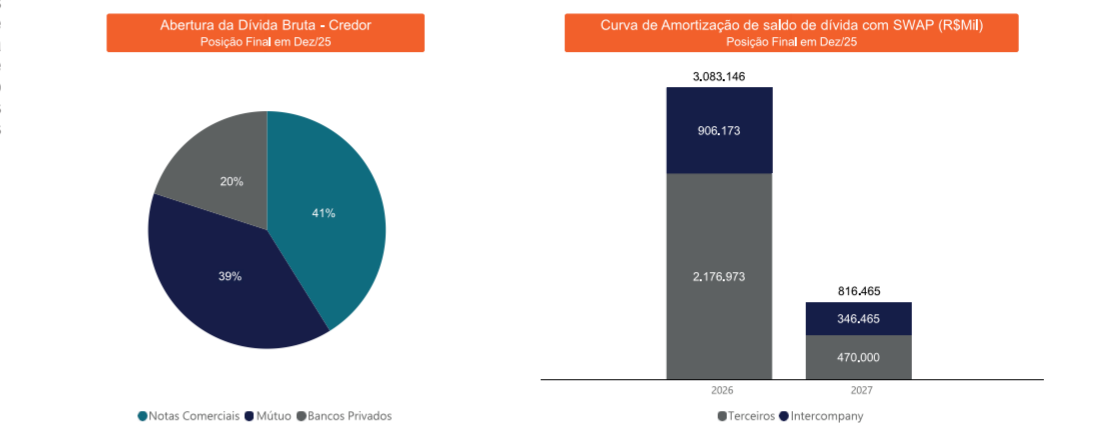
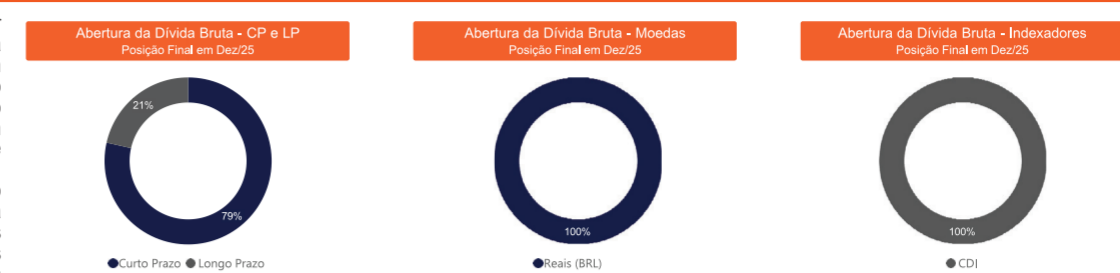
Endividamento INDICADORES DE ENVIDAMENTO

	2025	2024	Var.
<b>Dívida bruta (R\$ mil)</b>	<b>4.372.529</b>	<b>4.689.816</b>	<b>-6,8%</b>
Dívida com Terceiros	2.672.899	321.112	>100,0%
Dívida Intercompany	1.699.630	4.368.704	-61,1%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	(116.635)	(421.212)	-24,9%
<b>Dívida líquida (R\$ mil)</b>	<b>4.055.894</b>	<b>4.268.604</b>	<b>-5,0%</b>
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	2,05	2,10	-2,5%
Dívida Líquida / EBITDA(2)*	1,90	1,91	-0,6%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,31	0,36	-14,1%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,29	0,34	-13,3%

A dívida bruta da Companhia reduziu R\$ 317 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) amortizações em torno de R\$ 2.007 milhões; (ii) pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 559 milhões; (iii) capitalização de mútuos no valor de R\$ 1.600 milhões; parcialmente compensados por: (iv) novas captações no montante de R\$ 3.119 milhões para capital de giro e refinanciamento de dívidas; e (v) provisão de encargos operacionais monetários de R\$ 735 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período o valor de R\$ 5 milhões referentes a ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes e à custos de transação, líquidos de aprovações. Após o aporte de capital realizado em 16 de dezembro de 2025 pelo controlador no montante de R\$1,6 bilhões, a Companhia apresenta uma Alavancagem sobre o Capital Total Empregado de 31% em 2025 contra 36% em 2024.



A Enel Distribuição Rio encerrou em 2025 com o custo médio de dívida de 16,19% a.a. **Classificação de Riscos (Rating):** Em 23 de dezembro de 2025, 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)', atualizando a perspectiva para negativa. **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 2025 é de R\$ 80 milhões. Adicionalmente, a Companhia tem acesso direto a linha de crédito compartilhada, contratada pela Enel Brasil com banco de primeira linha, no valor máximo de R\$ 400 milhões para a distribuidora. A Companhia conta com o apoio financeiro do Grupo Enel, por meio da Enel Finance International (EFI), da Enel Brasil e de várias de suas subsidiárias, que podem disponibilizar recursos para financiar investimentos e capital de giro, sempre que houver anuência prévia da ANEEL. A Companhia solicitou ao Regulador autorização para renovação das operações de mútuos financeiros que venciam em 2025, com a intenção de manter o suporte financeiro direto do controlador (sempre que for mais vantajoso que outras opções de mercado), para 2025 e anos posteriores. Contudo, em 21 de outubro de 2025, por meio de deliberação de sua Diretoria Colegiada, a ANEEL negou provimento ao Recurso Administrativo interposto pela Enel Distribuição Rio, indeferindo o pedido de anuência prévia quanto ao aditamento e pedido de refinanciamento, com recursos do Grupo Enel, dos contratos de mútuos que venciam em 2025 e que atingiram o limite de prazo de 48 meses. Estes contratos foram integralmente liquidados em 30 de dezembro de 2025, por meio de nova captação em mercado de capitais (notas comerciais) no valor de R\$ 1.800 milhões e aumento de capital pelo acionista controlador. Visando a preservação da estabilidade financeira e à continuidade de sua estratégia de gestão financeira, em 16 de dezembro de 2025, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, o aumento do capital social com créditos referentes aos contratos de mútuos com a Enel Brasil no valor de R\$ 1.600 milhões. A Companhia segue avaliando as opções financeiras para viabilizar o refinanciamento e reperfilamento dos mútuos que vencerão em 2026. Para a realização de financiamentos com bancos e captações no mercado de capitais, a Companhia pode utilizar, quando necessário e conveniente, a garantia da Enel Brasil e, eventualmente, de outras empresas do Grupo, requerendo a aprovação da Aneel, caso necessário, conforme regulamentação vigente. A capacidade de suporte do Grupo Enel à Companhia é verificada por meio da posição positiva de caixa e liquidez em 31 de dezembro de 2025 dos Controladores, e reforçada pela nota de risco de crédito do Grupo classificada como AAA (bra) pela Fitch.



Investimentos INVESTIMENTOS (R\$ MIL)\*

	2025	2024	Var.
<b>Manutenção</b>	<b>619.449</b>	<b>384.969</b>	<b>60,9%</b>
<b>Crescimento</b>	<b>628.349</b>	<b>346.558</b>	<b>81,3%</b>
<b>Novas Conexões</b>	<b>530.726</b>	<b>502.954</b>	<b>5,5%</b>
<b>Financiado pela Companhia</b>	<b>1.778.525</b>	<b>1.234.481</b>	<b>44,1%</b>
<b>Financiado pelo Cliente</b>	<b>40.712</b>	<b>29.416</b>	<b>38,4%</b>
<b>Total</b>	<b>1.819.237</b>	<b>1.263.897</b>	<b>43,9%</b>



Os investimentos realizados pela Companhia em 2025 totalizaram R\$ 1,8 bilhão, representando um aumento de 43,9% em relação a 2024. Do total investido no ano, destacam-se os investimentos em Crescimento e Manutenção que cresceram respectivamente 81,3% e 60,9%. O patamar de investimento em 2025 representa nível de investimento recorde na área de concessão, reforçando o compromisso da Companhia com o plano de investimentos anunciado em novembro de 2024.

6. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL E DIVERSIDADE\*

A sustentabilidade faz parte da essência do nosso negócio. Produzimos 100% da nossa energia a partir de fontes renováveis e temos a meta ousada de atingir o net zero até 2040. Esse compromisso orienta nossa estratégia de sustentabilidade e nos conecta aos desafios impostos aos nossos negócios, em especial a adaptação às mudanças climáticas e a transição energética justa. Para isso temos uma abordagem de relacionamento com nossos clientes, em especial os mais vulneráveis e comunidades próximas às nossas plantas, focada em proximidade, escuta e engajamento. Toda essa abordagem visa ainda uma gestão de riscos ESG (Environmental, Social and Governance), que se desdobra em processos e projetos de Sustentabilidade desenvolvidos. Nosso propósito é gerar, distribuir e comercializar energia, desenvolvendo projetos e soluções inovadoras que impulsionem a eletrificação limpa e enfrentem os desafios globais da transição energética de forma justa e acessível, sempre fundamentada em fontes renováveis. Todas as nossas iniciativas são guiadas pelo bem-estar da comunidade, pela preservação ambiental, pela ética e pela segurança das pessoas. Estamos alinhados às diretrizes do Pacto Global das Nações Unidas, do qual somos signatários e membros ativos, e contribuímos para o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Entre eles, destacamos nosso compromisso com quatro: • ODS 7 - Energia Acessível e Limpa; • ODS 9 - Indústria, Inovação e Infraestrutura; • ODS 11 - Cidades e Comunidades Sustentáveis; • ODS 13 - Ação Contra a Mudança Global do Clima. Para transformar nossas ambições em resultados, contamos com o Plano de Sustentabilidade, monitorado trimestralmente pelo Conselho de Administração, o mais alto órgão de governança da Enel Brasil. Nosso modelo de gestão e governança assegura que a sustentabilidade esteja presente em todas as decisões corporativas, tendo como base a adoção de indicadores ESG em toda a cadeia de valor. Esses indicadores não apenas reportam os resultados alcançados, mas também orientam nossas ações e antecipam decisões estratégicas em linha com nossos compromissos. Além disso, nossos projetos socioambientais integram os objetivos do Plano de Sustentabilidade, contribuindo para os ODS, reduzindo riscos e impactos das nossas atividades e fortalecendo 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 contribuem para o meio ambiente e o bem-estar das comunidades. Na Enel Distribuição Rio, em 2025, foram realizados 15 projetos e 50 iniciativas que beneficiaram 243 mil pessoas (+29% em relação a 2024), com um investimento de R\$ 27 milhões. Foram trocadas gratuitamente cerca de 392 geladeiras e 50.668 lâmpadas de clientes por meio das diversas iniciativas de eficiência energética. A seguir destacamos alguns dos projetos realizados. **Eficiência Energética para Comunidades:** As iniciativas do programa Enel Compartilha Eficiência beneficiaram 124 mil clientes na área de concessão da Enel Rio. Ao longo do ano, foram substituídas 392 refrigeradores e 48.849 lâmpadas convencionais por modelos LED, por meio dos projetos Enel Compartilha Consumo Consciente, Enel Compartilha Cidadania e Troca de Geladeiras. As ações contemplaram palestras e visitas domiciliares, com foco em cidadania, consumo consciente e uso seguro da energia elétrica, além de orientações para o acesso à Tarifa Social de Energia Elétrica. Para ampliar o alcance das iniciativas e levar as ações educativas a diferentes públicos e territórios, o programa conta com a Nave Educacional Enel, um ônibus itinerante equipado com recursos audiovisuais e interativos, utilizado para a realização de atividades de conscientização e sustentabilidade voltadas a estudantes. **Chamada Pública de Projetos:** Em junho, a Enel Rio lançou a Chamada Pública de Projetos (CPP 001/2025) para financiar, com recursos do Programa de Eficiência Energética da Aneel, projetos de clientes voltados ao uso eficiente da energia elétrica. O orçamento total foi de R\$ 5 milhões, considerando as categorias Poder Público, Iluminação Pública, Residencial e Comércio e Serviços. Em dezembro foram divulgados os projetos aprovados no edital. Entre os beneficiados estão prefeituras, escolas municipais e instituições do poder público. Das edições anteriores, permanecem 11 projetos em execução e quatro foram concluídos ao longo de 2025, com destaque para o Tribunal de Justiça (Niterói), a Marinha do Brasil (Niterói) e a Polícia Federal (unidades Niterói e Campos dos Goytacazes). **Regularização de Ligações Clandestinas:** Com foco em ampliar o acesso à energia limpa, segura e regular para comunidades em situação de vulnerabilidade, a Enel realiza a regularização de ligações clandestinas, atuando em unidades residenciais conectadas de forma irregular à rede de distribuição. A iniciativa contribui para aumentar a segurança das instalações, melhorar a qualidade do fornecimento e reduzir o furto de energia. Nesse contexto, em 2025 teve início o projeto BT Zero, voltado ao aprimoramento da rede por meio da regularização das ligações e da instalação de caixas de medidores blindadas, que dificultam novas irregularidades. **Olimpiada Nacional de Eficiência Energética:** A Olimpiada Nacional de Energia Elétrica (ONEE) é uma iniciativa da ANEEL, coordenada pelo Instituto Abradee, com a participação das concessionárias de energia elétrica de todo o país. Voltada a estudantes do 8º e 9º ano do Ensino Fundamental, de escolas públicas e privadas, a ONEE estimula a realização de desafios relacionados ao tema da eficiência energética. A Enel apoia a iniciativa desde a sua primeira edição e, nesta edição, com a participação de 3.798 alunos de 125 escolas da área de concessão da Enel Rio, Interlocuções nos territórios por meio da Rede de Lideranças Comunitárias: A Enel atua de forma integrada com a rede de lideranças comunitárias em territórios vulneráveis e de alta complexidade, onde o acesso operacional é um desafio relevante. Em situações de eventos climáticos extremos, mantêm atendimento dedicado e interlocução constante com as lideranças locais para viabilizar o acesso seguro das equipes operacionais aos territórios. A atuação envolve interface direta com as áreas responsáveis, solicitação de previsões, priorização de atendimentos e plantão permanente ao longo de períodos de maior demanda. Essa articulação contínua com as 212 lideranças ativas também se materializa em iniciativas de relacionamento, como o Fórum Enel Compartilha Liderança em Rede, realizado em 03 de novembro. O encontro fortaleceu a proximidade e a parceria com líderes comunitários, ampliando a confiança e consolidando uma atuação colaborativa e permanente nos territórios. Somados aos projetos específicos da Enel Rio a empresa também integra importantes iniciativas de Sustentabilidade da holding, com destaque para: **Parceiro Responsável:** Programa com iniciativas para desenvolver e engajar fornecedores quanto aos objetivos e compromissos de sustentabilidade da Enel, em especial quanto à Agenda 2030 da ONU. Em 2025, tivemos a participação de 545 pessoas de 306 empresas fornecedoras. Entre os temas abordados, destacam-se a Estratégia de Sustentabilidade da Enel, Direitos Humanos, Ética, Sistema de Compliance para pequenas e médias empresas e Práticas de Descarbonização. O programa ainda contempla o reconhecimento dos fornecedores que apresentarem as melhores práticas de sustentabilidade incentivando assim, o engajamento da cadeia de suprimentos com os compromissos de sustentabilidade da Enel e com o desenvolvimento sustentável das empresas. **Due Diligence de Direitos Humanos (DDHH):** Com o objetivo de promover o respeito aos Direitos Humanos Universais e reduzir os riscos inerentes a esse tema, a Enel realiza a cada 3 anos um processo de DDHH em suas atividades, seguindo as diretrizes dos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos. Em 2025, a Enel finalizou a realização do seu 3º ciclo consecutivo, iniciado em 2023. Essa avaliação identificou que o excelente nível de 90% de adesão da Enel aos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos. O mesmo processo também ainda identificar os principais temas que requerem maior atenção no Brasil: Meio Ambiente, Integridade e possíveis violações de forma geral no país (seja por cidadãos, governos, entidades e empresas), segundo pesquisas e entrevistas realizadas com os principais stakeholders da Enel incluindo clientes, comunidades, empresas, instituições sociais, universidades, fornecedores e representantes da sociedade civil organizada. A partir dessas informações foi elaborado e concluído um Plano de Ação com 11 iniciativas para garantir a melhoria contínua das práticas da empresa. Entre as ações definidas para o plano, podemos destacar a consolidação de uma política interna específica para identificar e tratar possíveis impactos socioambientais, envolvendo consultas às comunidades afetadas e o mapeamento de fornecedores com maior risco em direitos humanos, para monitoramento. **Programa de Cultura da Sustentabilidade "SER - Sustentabilidade em Rede":** Em 2025, o programa SER - Sustentabilidade em Rede seguiu como um dos principais instrumentos de disseminação da cultura de sustentabilidade na Enel Brasil, estruturado nos pilares Ser Ambiental, Ser Econômico, Ser Social e Ser Humano. Ao longo do ano, o programa registrou 2.180 participações em 6 atividades, superando a meta estabelecida e ampliando o engajamento interno em temas estratégicos da agenda ESG. As ações, conduzidas por especialistas internos, contribuíram para o fortalecimento de competências, a troca de conhecimentos e a incorporação da sustentabilidade aos processos de gestão e decisão. O SER reforça, assim, o compromisso da companhia com a transição energética, a centralidade das pessoas e a criação de valor sustentável no longo prazo.



AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A

Indicadores ASG - Enel Rio  
Indicadores

	2025	2024
Colaboradores próprios (unit)	2.438	1.924
Colaboradores terceirizados (unit)	10.879	9.876
% de mulheres em Empresa	12,1%	12,9%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	20,0%	18,9%
Taxa de Rotatividade (2)	4,0%	2,7%
Número de membros no conselho (unit)	20,0%	16,7%
% de mulheres no conselho	5	6
Beneficiários pelos projetos sociais**	243.037	186.726
Resíduos perigosos enviados para recuperação	97%	98%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	84%	94%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)	11	5
Realização de ECoS Ambiental (4)	1	1

(1) Líderes; Considera os Heads e Diretores; (2) Considera os desligamentos voluntários e involuntários; (3) Meta 2025: 10; (4) Meta 2025: 1.  
\*\*Nota sobre o número de Beneficiários pelos projetos sociais: A Companhia considera, na apuração de beneficiados, tanto os beneficiados diretos quanto os indiretos, refletindo o alcance ampliado de suas iniciativas.  
No 4T25, houve uma mudança nos critérios de apuração de beneficiados, realizada a nível Holding, aumentando significativamente a contabilização de beneficiados indiretos, que são estimados com base em métricas específicas, que consideram o impacto das ações sobre as famílias e o investimento financeiro associado aos projetos. A mudança realizada expandiu o número de categorias de projetos, acompanhando o aumento do escopo e do volume de investimentos da Companhia.

**Política de Equidade e outras informações relevantes - art. 133, §6º:** A Companhia adota e observa os princípios de equidade, diversidade e inclusão, com tratamento isonômico, proibição de discriminação e promoção de oportunidades, com base na Política de Diversidade, Equidade, Inclusão e Pertencimento do Grupo Enel.

Função	2025	% em rel ao total de colaboradores próprios	2024	% em rel ao total de colaboradores próprios	Var.
Diretoria (Manager)	2	40%	2	40%	0%
Gerência (Middle)	18	20%	18	18%	0%
Administrativo (White)	223	32%	210	32%	6%
Produção (Blue)	52	3%	19	2%	174%
<b>Total</b>	<b>295</b>	<b>12%</b>	<b>249</b>	<b>13%</b>	<b>18%</b>

II - Quantidade e proporção de mulheres na administração da companhia Diretoria Estatutária

Órgãos da Administração	2025	% em rel ao total de colaboradores dos órgãos da Adm.	2024	% em rel ao total de colaboradores dos órgãos da Adm.	Var.
Diretoria	3	33%	3	33%	0%
Conselho de Administração - Efetivos	1	20%	1	20%	0%
Conselho de Administração - Suplentes	-	-	-	-	-
Conselho Fiscal - Efetivos	-	-	-	-	-
Conselho Fiscal - Suplentes	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>0%</b>

III - Demonstrativo de remuneração fixa, variável e eventual, segregada por sexo, relativa a cargos ou funções similares

Remuneração (em R\$)	2025	2024	Var..
Remuneração média fixa Mulheres	7.622,51	8.905,41	-14%
Remuneração média fixa Homens	4.884,71	5.360,75	-9%
Remuneração média variável Mulheres	13.087,89	15.950,13	-18%
Remuneração média variável Homens	7.393,08	8.396,72	-12%
Remuneração média eventual Mulheres	-	-	-
Remuneração média eventual Homens	-	-	-

7. RECONHECIMENTOS E PREMIAÇÕES\*

**ENEL BRASIL: 21º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética - Duplo reconhecimento:** A Enel Brasil conquistou duas premiações no 21º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética (COBEE), promovido pela ABESCO (Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia), reconhecendo o protagonismo da companhia em inovação, sustentabilidade e impacto social. • Categoria Projeto de Iluminação Pública com ou sem Gestão e Serviços Integrados: Enel Distribuição Rio de Janeiro foi reconhecida pelo projeto desenvolvido em Maricá (RJ) entre 2020 e 2022, que substituiu 868 pontos de iluminação pública. A iniciativa gerou economia de 994 MWh/ano com investimento de R\$ 1,5 milhão, o que contribuiu para a modernização da infraestrutura urbana e o uso mais eficiente da energia. • Categoria Projeto Educacional: Enel Distribuição São Paulo foi premiada pelo projeto Enel Compartilha Energia nas Escolas, que se destacou nacionalmente por seu impacto social e uso de tecnologia inovadora. A ação beneficiou 190 mil alunos de 642 escolas e formou 3 mil professores como multiplicadores de práticas sustentáveis, sendo o primeiro projeto do setor elétrico brasileiro a utilizar realidade virtual e inteligência artificial em atividades educacionais sobre consumo consciente de energia. **PARAR Awards - Categoria "As Melhores Frotas do Brasil":** A Enel conquistou a 2ª posição no ranking As Melhores Frotas do Brasil, promovido pelo Instituto PARAR. A categoria reconhece as 20 melhores frotas do país em eficiência, inovação e gestão responsável. Os projetos foram avaliados de forma anônima por jurados do Instituto PARAR e da NAFÁ Fleet Management Association, a maior organização de gestores de frotas do mundo. Os critérios de avaliação incluíram inovação, sustentabilidade, segurança, eficiência operacional, uso de tecnologia e gestão de custos. **ENEL DISTRIBUIÇÃO RJ: Prêmio Inspira Rio - Categoria Sustentabilidade:** Eleita por voto popular, a Enel Distribuição Rio de Janeiro conquistou o Prêmio Inspira Rio na categoria Sustentabilidade em reconhecimento ao programa Enel Compartilha. A iniciativa leva informação, serviços e oportunidades para comunidades vulneráveis da área de concessão, consolidando-se como referência ao integrar impacto social e eficiência energética. O programa amplia o acesso a serviços essenciais, promove cidadania e oferece capacitação profissional gratuita através do Projeto Escola de Eletricistas, com contribuição para geração de renda e fortalecimento comunitário.

8. RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM nº 162, informamos que os auditores independentes da Companhia, Forvis Mazars, não prestaram durante o exercício de 2025 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.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31.12.2025	31.12.2024		Nota	31.12.2025	31.12.2024
<b>Ativo circulante</b>				<b>Passivo circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	316.498	421.090	Fornecedores	12	2.156.541	1.345.459
Títulos e valores mobiliários	5	137	122	Emprestimos e financiamentos	14	3.429.224	3.556.813
Contas a receber de clientes	6	2.568.894	2.606.672	Obrigações por arrendamentos		68.197	41.998
Ativo financeiro setorial	8	517.388	-	Outras obrigações fiscais		161.442	144.800
Créditos a receber - subvenção e outros	7	152.837	188.024	Dividendos a pagar	18	236.643	236.821
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	9	143.223	139.928	Salários, provisões e encargos sociais		88.607	64.980
Outros tributos compensáveis	9	808.341	704.863	Encargos setoriais	13	70.252	70.858
Serviços em curso		52.525	44.894	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	15	364.457	392.860
Instrumentos financeiros derivativos	25	-	76.903	Passivo financeiro setorial	8	-	261.203
Outros créditos		206.813	119.276	Geração distribuída	21,1,1	106.412	61.829
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>4.766.656</b>	<b>4.301.772</b>	Consumidores - desconto CDE	7	94.306	-
<b>Ativo não circulante</b>				Instrumentos financeiros derivativos	25	3.664	30.405
Contas a receber de clientes	6	182.014	156.012	Outras obrigações		224.387	312.935
Ativo financeiro setorial	8	2.796	-	<b>Total do passivo circulante</b>		<b>7.004.132</b>	<b>6.520.761</b>
Outros tributos compensáveis	9	2.081.184	2.269.837	<b>Passivo não circulante</b>			
Depósitos vinculados	17	325.001	315.309	Emprestimos e financiamentos	14	939.641	1.179.701
Tributos diferidos	23	1.176.377	980.092	Obrigações por arrendamentos		103.981	85.818
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	10,1	1.045.643	950.857	Outras obrigações fiscais		10.629	15.077
Ativo financeiro indenizável (concessão)	10,2	9.727.199	8.348.889	Encargos setoriais	13	119.753	79.905
Imobilizado	11	359.866	274.857	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	15	2.194.490	2.258.843
Intangível	10,3	1.782.041	2.033.698	Passivo financeiro setorial	8	-	53.308
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>16.682.121</b>	<b>15.329.551</b>	Obrigações com benefícios pós-emprego	16	346.046	212.839
<b>Total do ativo</b>		<b>21.448.777</b>	<b>19.631.323</b>	Provisões para processos judiciais e outros riscos	17	845.944	782.840
				Outras obrigações		63	141
				<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>4.560.547</b>	<b>4.668.472</b>
				<b>Patrimônio líquido</b>			
				Capital social		8.553.230	6.950.458
				Reserva de capital		23.254	23.254
				Reserva de lucros		1.307.614	1.470.233
				Outros resultados abrangentes		-	(1.855)
				<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>9.884.098</b>	<b>8.442.090</b>
				<b>Total do passivo</b>		<b>21.448.777</b>	<b>19.631.323</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024  
(Valores expressos em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota	2025	2024
Receita líquida	20	9.762.207	8.741.530
Custo	21	(8.041.243)	(7.256.384)
<b>Lucro bruto</b>		<b>1.720.964</b>	<b>1.485.146</b>
<b>Receitas (despesas) operacionais</b>			
Despesas com vendas		-	(26.740)
Despesas gerais e administrativas		(328.960)	(310.839)
Perda por redução ao valor recuperável de contas a receber		(472.477)	(307.159)
Perda por redução ao valor recuperável dos ativos		(172.021)	(978)
Outras receitas operacionais		106.530	133.683
<b>Total despesas operacionais</b>		<b>(866.928)</b>	<b>(511.055)</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro</b>		<b>854.036</b>	<b>974.091</b>
<b>Resultado financeiro</b>	22		
Receitas financeiras		174.005	173.347
Despesas financeiras		(1.129.926)	(1.054.178)
Variações cambiais líquidas		118.110	499.098
<b>Total do resultado financeiro</b>		<b>(837.811)</b>	<b>(377.733)</b>
<b>Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social</b>		<b>(104.496)</b>	<b>92.282</b>
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	23		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(22.648)	78.783
Imposto de renda e contribuição social diferidos		118.110	499.098
<b>Total dos tributos sobre o lucro (prejuízo)</b>		<b>95.462</b>	<b>577.874</b>
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>		<b>(9.034)</b>	<b>670.153</b>
<b>Lucro líquido (prejuízo) por ação em R\$ - básico e diluído</b>	19	<b>(0,0236)</b>	<b>2,4148</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	2025	2024
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>		<b>(9.034)</b>	<b>670.153</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>			
<b>Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado</b>			
Ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego		(232.740)	71.424
Tributos diferidos sobre ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	23	79.132	(24.284)
<b>Itens que serão reclassificados para a demonstração do resultado</b>			
Ganho em instrumentos financeiros derivativos		2.811	46.732
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	23	(956)	(15.889)
<b>Total dos resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos</b>		<b>(160.787)</b>	<b>748.136</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Capital social		Reservas de capital		Reservas de lucros		Outros resultados abrangentes	Total
	Capital subscrito	(-) Capital a integralizar	Reserva de ágio	Remuneração do imobilizado em curso	Reserva legal	Reserva para reforço de capital de giro		
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	4.438.230	-	2.308	20.946	142.520	769.575	-	5.340.880
<b>Resultado abrangente total:</b>								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	670.153	670.153
Ganho atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	71.424
Tributos diferidos sobre ganho atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	(24.284)
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	46.733
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	(15.889)
<b>Transações com os acionistas</b>								
Aumento de capital	2.515.000	(2.515.000)	-	-	-	-	-	-
Integralização de capital	-	2.512.228	-	-	-	-	-	2.512.228
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	8	8
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(159.163)	(159.163)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>								
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	-	-	47.140	(47.140)
Reserva legal	-	-	-	-	33.508	-	(33.508)	-
Reserva para reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	524.630	(524.630)	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2024</b>	<b>6.953.230</b>	<b>(2.772)</b>	<b>2.308</b>	<b>20.946</b>	<b>176.028</b>	<b>1.294.205</b>	<b>(1.855)</b>	<b>8.442.090</b>
<b>Resultado abrangente total:</b>								
Prejuízo exercício	-	-	-	-	-	-	(9.034)	(9.034)
Perda atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	(232.740)
Tributos diferidos sobre perda atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	79.132
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	2.811
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	(956)
<b>Transações com os acionistas</b>								
Aumento de capital	1.600.000	-	-	-	-	-	-	1.600.000
Integralização de capital	-	2.772	-	-	-	-	-	2.772
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	23	23
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>								
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	-	-	(153.608)	153.608
Absorção de prejuízos acumulados	-	-	-	-	-	(162.619)	162.619	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2025</b>	<b>8.553.230</b>	<b>-</b>	<b>2.308</b>	<b>20.946</b>	<b>176.028</b>	<b>1.131.586</b>	<b>-</b>	<b>9.884.098</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

	2025	2024		2025	2024
<b>Atividades operacionais</b>			<b>(Redução) aumento dos passivos</b>		
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(9.034)	670.153	Fornecedores	811.082	260.303
<b>Ajustes para conciliar o lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais</b>			Outras obrigações fiscais	12.194	(31.592)
Depreciação e amortização	701.530	835.210	Salários, provisões e encargos sociais	23.627	463
Variações cambiais da dívida	(25.320)	247.157	Encargos setoriais	39.242	(17.813)
Marcação a mercado da dívida	(2.753)	(2.258)	Consumidores - desconto CDE	94.306	-

...continuação

**AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A**

**DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO - EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024**  
(Valores expressos em milhares de reais)

	2025	2024
<b>1. Receitas</b>	<b>14.326.449</b>	<b>13.164.625</b>
<b>Receita bruta de venda de energia e outras receitas</b>	<b>14.516.288</b>	<b>13.229.856</b>
Fornecimento de energia elétrica	12.718.371	11.802.751
Outras receitas	106.530	133.683
Receita relativa à construção de ativos próprios	1.691.387	1.293.422
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(189.839)	(65.231)
<b>2. Insuños adquiridos de terceiros</b>	<b>(8.260.045)</b>	<b>(7.359.471)</b>
Materiais	(526.537)	(451.454)
Outros custos operacionais	(673.183)	(736.648)
Custo de energia comprada e transmissão	(5.218.193)	(4.698.419)
Serviço de terceiros	(1.842.132)	(1.472.950)
<b>3. Valor adicionado bruto</b>	<b>6.066.404</b>	<b>5.805.154</b>
<b>4. Retenções</b>	<b>(701.530)</b>	<b>(835.210)</b>
Depreciação e amortização	(701.530)	(835.210)
<b>5. Valor adicionado líquido produzido pela entidade</b>	<b>5.364.874</b>	<b>4.969.944</b>
<b>6. Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>311.451</b>	<b>173.347</b>
Receitas financeiras	311.451	173.347
<b>7. Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>5.676.325</b>	<b>5.143.291</b>
<b>8. Distribuição do valor adicionado</b>	<b>5.676.325</b>	<b>5.143.291</b>
<b>Pessoal</b>	<b>326.633</b>	<b>300.213</b>
Remunerações	193.939	192.411
Participação dos trabalhadores nos lucros e resultados	23.645	16.415
Previdência privada	11.527	9.501
Auxílio alimentaçã	28.628	25.194
Convênio assistencial e outros benefícios	13.842	11.899
FGTS	16.449	13.876
Outros encargos sociais	-	-
<b>Tributos (Governo)</b>	<b>4.106.408</b>	<b>3.380.358</b>
<b>Federais</b>	<b>361.616</b>	<b>(144.252)</b>
Imposto de renda e contribuição social	(95.462)	(577.871)
COFINS	340.778	373.347
PIS	74.008	70.348
INSS	42.194	38.888
<b>Estaduais</b>	<b>2.316.441</b>	<b>2.307.439</b>
ICMS	2.316.441	2.307.439
<b>Municipais</b>	<b>7.037</b>	<b>5.708</b>
ISS	5.202	4.488
IFTU	1.395	1.675
Outros municipais	-	-
<b>Encargos setoriais</b>	<b>1.421.314</b>	<b>1.211.463</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.115.033	1.032.300
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE	76.785	70.999
Encargos do consumidor - CCRBT	218.752	98.286
Taxa de fiscalização - ANEEL	10.744	9.878
<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>	<b>1.252.318</b>	<b>792.567</b>
Juros	1.209.985	807.228
Aluguéis	(17.667)	(14.421)
<b>Remuneração de capitais próprios</b>	<b>(9.034)</b>	<b>670.153</b>
Dividendos a pagar	-	159.163
Reserva de lucro	-	477.490
Lucros retidos/prejuízos absorvidos	(9.034)	33.500

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025**  
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**1. Contexto operacional:** A Ampla Energia e Serviços S.A. ("Companhia", "Ampla" ou "Enel Distribuição Rio"), sociedade por ações de capital aberto registrada na B3 - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com registro de Companhia aberta categoria "A", controlada pela Enel Brasil S.A. (Enel Brasil), sendo esta, por sua vez, uma controlada indireta da Enel S.p.A. (sediada na Itália). A sede da Companhia está localizada na Avenida Oscar Niemeyer nº 2000, Bloco D1, Sanejo, 7011, Santo Cristo, Rio de Janeiro - Brasil. A Companhia está autorizada a operar como concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia tem como área de concessão 66 municípios, sendo 65 no Estado do Rio de Janeiro e 1 no Estado de Minas Gerais. O contrato de Concessão de Distribuição de energia elétrica nº 005/1996, tem prazo de duração de 30 anos, com vencimento em dezembro de 2026 (vide nota explicativa nº 1.3). Em 14 de março de 2017, a Companhia assinou o 6º aditivo ao contrato de concessão que incluiu novas cláusulas econômicas e de gestão, obrigações de melhoria da qualidade e de sustentabilidade econômico-financeira bem como alterou o nível regulatório de perdas não técnicas. Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada cinco anos e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 15 de março de 2023, e o último reajuste tarifário anual ocorreu em 15 de março de 2025 (nota explicativa nº 3). **1.1 Eventos climáticos:** Na noite do dia 18 de novembro de 2023, a área de concessão da Companhia foi afetada por evento climático atípico com chuva, fortes rajadas de vento e descargas atmosféricas, causando danos severos em várias cidades fluminenses e interrompendo também o fornecimento de energia. O referido evento climático afetou quase todo o estado do Rio de Janeiro e, portanto, impactando gravemente diversos pontos de redes aéreas dos municípios da área de concessão da Companhia, demandando a atuação imediata e emergencial da concessionária. Plano de melhoria: Em setembro de 2024, a Companhia apresentou um plano estruturado de ações que visa reforçar a resiliência da sua rede elétrica para enfrentar os crescentes desafios climáticos. As medidas, que começam a ser implementadas de imediato pela Companhia, têm o objetivo de satisfazer as necessidades de fornecimento de energia dos consumidores. Dentre as iniciativas apresentadas pela Companhia, além do reforço significativo das equipes de profissionais próprios que atuam em campo, foi destacada a intensificação das manutenções preventivas, o aumento do número de podas preventivas e modernização da rede elétrica. Penalidades e ações judiciais: Em 15 de abril de 2024, a ANEEL emitiu AI - Auto de Infração nº 06/2024 determinando a aplicação de multa de R\$ 54.054 (R\$ 64,985 atualizado até 31 de dezembro de 2025), em decorrência de supostas infrações relacionadas ao evento climático ocorrido em novembro de 2023. Em 25 de abril de 2024, a Companhia ingressou com recurso na ANEEL, cumprindo o prazo estabelecido pelo regulador contra a aplicação do referido AI. Em 14 de novembro de 2024, o referido AI foi judicializado - vide nota explicativa nº 17.2.3, com a classificação de risco de perda como possível. Ainda relacionado ao evento climático, identificou-se o início de procedimentos administrativos e o ajuizamento de diversas ações judiciais de ordem individuais e coletivas. O efeito destas ações para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025 foi avaliado de acordo com CPC 25/IAS 37 como risco de perda provável e possível, considerando opinião dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia - vide nota explicativa nº 17.2.3. **1.2 Preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão:** A ANEEL, observando a Medida Provisória nº 950/2020 e o Decreto nº 10.350/2020, reconheceu que os fatos causados pela pandemia se incluíram no âmbito das áreas administrativa e econômica, assim estabeleceu, por meio da Resolução Normativa nº 885/2020, critérios e procedimentos complementares para a gestão da CONTA-COVID, incluindo diretrizes para a contratação da operação financeira pela CCEE, e dentre outras medidas a obrigação de recolhimento de quotas mensais, com efeitos a partir dos processos tarifários de 2021, definidos de forma proporcional ao repasse de recursos observado para cada distribuidora. Posteriormente, a ANEEL, observando a Medida Provisória nº 1.078/2021 e o Decreto nº 10.939/2022, que permite o financiamento às distribuidoras para mitigar o impacto derivado da escassez hídrica, bem como os diferimentos tarifários ocorridos até o desembolso do próprio empréstimo, estabeleceu, por meio da Resolução Normativa nº 1.008/2022, critérios e procedimentos para gestão da Conta Escassez Hídrica, sendo estabelecidos os limites de empréstimo para cada concessionária. O pagamento do empréstimo aos bancos será feito através de cobrança tarifária no prazo de 54 meses a partir das parcelas 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 relacionadas as obrigações futuras da Eletrobras quanto aos aportes definidos na Lei nº 14.182/2021. Diante deste fato, em 4 de julho de 2024, o Governo Federal, por meio da Portaria Interministerial MME/MF nº 1, estabeleceu as diretrizes da operação, caracterizando a operação financeira como securitização de direitos creditórios, além disso definiu diretrizes complementares e aspectos tarifários relacionados às Contas Covid e Escassez Hídrica. Em 8 de agosto de 2024, por meio da correspondência CT-CCEE 18834/2024, a CCEE informou à ANEEL sobre a assinatura dos Documentos da Operação de antecipação dos recebíveis da CDE Eletrobras para fins de quitação da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica. Diante deste fato, as distribuidoras a partir de outubro de 2024 deixaram de pagar os empréstimos relativo a estas contas. Em 24 de setembro de 2024, em reunião pública foi aprovado pela ANEEL a Resolução Normativa nº 1.102, estabelecendo diretrizes para a fixação de quotas extraordinárias a serem adotadas pelas distribuidoras, em caso de eventual inadimplência pela Eletrobras dos recebíveis da CDE cedidos. Caso ocorra inadimplência, a ANEEL terá o prazo de 30 dias para fixar as quotas extraordinárias após o aviso, por parte da CCEE, do inadimplemento da Eletrobras. No Reajuste Tarifário da Companhia em 2025, foi inserido os valores relativos à quitação das Contas COVID e Escassez Hídrica. **1.3 Decreto 12.068/2024 e o novo Contrato de Concessão:** Em 21 de junho de 2024, foi publicado o Decreto 12.068/2024, que estabeleça as diretrizes para prorrogação das concessões de distribuição com vencimento entre 2025 e 2031. O referido decreto definiu os critérios de elegibilidade para a prorrogação do contrato, além de estabelecer diretrizes do novo contrato de concessão. Em 25 de fevereiro de 2025, a ANEEL aprovou a minuta do contrato de concessão, formalizada por meio do Despacho nº 517/2025. Em 25 de março de 2025, em reunião do Conselho de Administração, foi aprovado o envio do requerimento de prorrogação à agência reguladora. Dessa forma, a Companhia protocolou o requerimento de prorrogação em 28 de março de 2025, o pedido foi encaminhado para a prorrogação da sua concessão pelo prazo de 30 anos, de acordo com o disposto no Decreto 12.068/2024. Em 19 de agosto de 2025, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu recomendar ao Ministério de Minas e Energia (MME) a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição da Enel RJ (de acordo com a decisão da ANEEL, a empresa cumpriu os critérios estabelecidos no Decreto nº 12.068/2024). O processo de prorrogação encontra-se aguardando tramitação perante o MME. **2. Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras: 2.1 Base de preparação: 2.1.1 Declaração de conformidade:** As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"). A Companhia aplicou e divulgou as políticas contábeis materiais de maneira consistente em todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras, exceto quando indicado 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 20 de fevereiro de 2026. **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 ou 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 há informações financeiras individualizadas. Como a Companhia atua em uma única região geográfica (Estado do Rio de Janeiro), e possui uma única atividade de negócio das quais pode obter receitas e incorrer despesas (distribuição de energia elétrica), a Companhia concluiu que possui apenas o segmento de distribuição de energia elétrica como passível de reporte. **2.2 Pronunciamentos novos ou alterados que estão vigentes em 1º de janeiro de 2025:** A Companhia avaliou os novos pronunciamentos ou alterações realizadas aos pronunciamentos já existentes, e quando aplicável, os implementou conforme requerido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"). As novas normas contábeis ou aquelas alteradas que passaram a vigorar para exercícios anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2025 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 02/IAS 21 - Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis - Ausência de conversibilidade	As alterações estabelecem requisitos específicos para avaliar quando uma moeda não é conversível e como estimar a taxa de câmbio a utilizar, assim como as divulgações necessárias.	1º de janeiro de 2025
Resolução CVM Nº 223/2024	Aprova a Orientação Técnica OCPC 10 - Créditos de Carbono, Permissões de Emissões (allowances) e Créditos de Descarboxilação (CBO).	1º de janeiro de 2025

**2.3 Pronunciamentos novos ou alterados, mas ainda não vigentes:** Uma série de novas normas contábeis foram emitidas para o exercício iniciado após 1º de janeiro de 2025, e ainda não estão 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
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
Annual Improvements to IFRS Accounting Standards - Volume 11 (o CPC ainda não se pronunciou como será a efetiva adesão ao Volume 11).	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
IFRS 7 - Contratos de compra de energia (o CPC ainda não se pronunciou como será a efetiva adesão ao IFRS 7).	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
CPC 51 / IFRS 18 - Apresentação e divulgação das demonstrações financeiras.	Outras alterações incluem o desreconhecimento de passivos de arrendamento. Se um passivo de arrendamento for desreconhecido, então o desreconhecimento é contabilizado de acordo com o IFRS 9. Entretanto, quando um passivo de arrendamento é modificado, a modificação é contabilizada de acordo com o IFRS 16 Arrendamentos.	1º de janeiro de 2026
	As alterações visam ajudar as empresas a reportar melhor os efeitos financeiros dos contratos de eletricidade dependentes da natureza, que frequentemente são estruturados como contratos de compra de energia (PPAs). Esses contratos ajudam as empresas a garantir seu fornecimento de eletricidade a partir de fontes como energia eólica e solar. A quantidade de eletricidade gerada sob esses contratos pode variar com base em fatores incontrolláveis, como condições climáticas. Para permitir que as empresas reflitam melhor esses contratos nas demonstrações financeiras, foram realizadas alterações específicas à IFRS 9 Instrumentos Financeiros e à IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Divulgações. As alterações incluem: esclarecimento da aplicação dos requisitos de "uso próprio"; permissão da contabilidade de hedge caso esses contratos sejam utilizados como instrumentos de hedge; e o incremento de novos requisitos de divulgação para permitir que os investidores entendam o efeito desses contratos no desempenho financeiro e nos fluxos de caixa de uma empresa.	1º de janeiro de 2026
	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 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 6.2 - Perda esperada para crédito de liquidação duvidosa; Nota 10.1.1 - Perda por redução ao valor recuperável dos ativos; Nota 10.2 - Ativo financeiro da concessão; Nota 10.3 - Intangível da concessão; Nota 11 - Imobilizado; Nota 16 - Obrigações com benefícios pós-emprego; Nota 17 - Provisões para processos judiciais e outros riscos; Nota 20.4 - Receita não faturada; Nota 23 - Imposto de renda e contribuição social; e Nota 25 - Instrumentos financeiros. <b>3.1 Reajuste tarifário anual 2025:</b> A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 11 de março de 2025, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2025 a ser aplicado a partir de 15 de março de 2025, Resolução Homologatória nº 3.435/2025. A aprovação do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Companhia foi de um índice de reajuste de -4,71% composto por (i) reajuste econômico de +2,09%, sendo +0,3% de Parcela A, +1,78% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -6,82%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de +5,00%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +0,27%, sendo -3,35% para alta tensão e 1,31% para baixa tensão. O Índice é composto pelos seguintes itens:	1º de janeiro de 2027

**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 6.2 - Perda esperada para crédito de liquidação duvidosa; Nota 10.1.1 - Perda por redução ao valor recuperável dos ativos; Nota 10.2 - Ativo financeiro da concessão; Nota 10.3 - Intangível da concessão; Nota 11 - Imobilizado; Nota 16 - Obrigações com benefícios pós-emprego; Nota 17 - Provisões para processos judiciais e outros riscos; Nota 20.4 - Receita não faturada; Nota 23 - Imposto de renda e contribuição social; e Nota 25 - Instrumentos financeiros. **3.1 Reajuste tarifário anual 2025:** A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 11 de março de 2025, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2025 a ser aplicado a partir de 15 de março de 2025, Resolução Homologatória nº 3.435/2025. A aprovação do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Companhia foi de um índice de reajuste de -4,71% composto por (i) reajuste econômico de +2,09%, sendo +0,3% de Parcela A, +1,78% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -6,82%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de +5,00%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +0,27%, sendo -3,35% para alta tensão e 1,31% para baixa tensão. O Índice é composto pelos seguintes itens:

<b>Reajuste tarifário</b>	-0,06%
Encargos setoriais	1,50%
Energia comprada	-1,18%
Encargos de transmissão	0,05%
Receita irrecuperável	<b>0,31%</b>
Parcela A	1,78%
Parcela B	<b>2,09%</b>
<b>Reajuste econômico</b>	-0,88%
CVÁ total	-5,94%
Outros itens financeiros	-6,82%
<b>Reajuste financeiro</b>	<b>-4,72%</b>
<b>Índice de reajuste total</b>	<b>5,00%</b>
Componentes financeiros do processo anterior	<b>0,27%</b>

**Efeito para o consumidor:** Dessa forma, as Parcelas A e B da Companhia, após o reajuste tarifário, tiveram os seguintes impactos: **Parcela A:** Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em +0,5%, representando +0,31% no reajuste econômico. **Parcela B:** Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em +5,1%, representando uma participação de +1,78% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes: \* IPCA de +5,08% no período de 12 meses findos em fevereiro de 2025; e \* Fator X de -0,26%, composto por: - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,464%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel RJ; - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,427%; e - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -0,300%. **Componentes financeiros:** Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante negativo de R\$ 574.358, dentre os quais destacam-se: negativo de R\$ 74.088, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVÁ"); negativos da sobrecontratação de R\$ 33.918; e negativo de PIS/COFINS de R\$ 268.637; sendo estes valores parcialmente compensados pela previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 174.785. O Despacho ANEEL nº 3.832, de 18 de dezembro de 2025, publicou a atualização das tarifas dos clientes baixa renda, considerando a redução do custo atual da cota da energia de Angra I e II. Adicionalmente, também, publicou as novas tarifas a serem aplicadas para a subclasse residencial desconto social, devendo ser aplicadas à parcela de consumo de energia elétrica menor ou igual a 120 kWh/mês, conforme inciso I, §4º, art. 179 da Resolução Normativa nº 1.000/2021. Ambas as tarifas passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2026, observando o período de vigência das respectivas Resoluções Homologatórias de cada distribuidora do Sistema Integrago Nacional (SIN). **3.2 Bandeira tarifária:** Por meio da Resolução Homologatória nº 3.306/2024 a ANEEL estabeleceu novos valores para os patamares de acionamento das bandeiras tarifárias, vigentes a partir de 1º de abril de 2024, sendo: amarela: condições de geração favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo. • Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,885 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. • Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 4,463 (patamar 1) e R\$ 7,877 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. De dezembro de 2024 até abril de 2025 as condições hidrológicas brasileiras estavam favoráveis, consequentemente sem necessidade de acionamento das bandeiras tarifárias, estando o patamar em verde. Em maio de 2025 o acionamento da bandeira foi amarela, devido a redução das chuvas em razão da transição do período chuvoso para o período seco do ano, tornando as previsões de chuvas e vazões nas regiões dos reservatórios, para os próximos meses, abaixo da média. Em junho de 2025 o acionamento da bandeira tarifária foi vermelha patamar 1, pois o cenário de aflúências estava abaixo da média em todo o Brasil, reduzindo a projeção de geração hidráulica e aumentando a geração térmica. Este mesmo cenário permaneceu em julho de 2025, o que acarretou a manutenção do acionamento da bandeira tarifária em vermelha patamar 1. Em agosto e setembro de 2025, o cenário de escassez se agravou, sendo necessário o acionamento do patamar 2 da bandeira vermelha. Outubro e novembro de 2025 apresentaram um cenário menos desafiador que o dos meses anteriores, porém ainda desfavorável para a geração hidrelétrica, devido ao volume de chuvas abaixo da média e à redução nos níveis dos reservatórios, isso implicou no acionamento da bandeira vermelha patamar 1. Já para dezembro de 2025, se observa uma previsão de chuvas superior às chuvas que ocorreram em novembro, porém esta expectativa de chuvas está abaixo da sua média histórica, desta forma, a bandeira tarifária passou a ser amarela, ou seja, o acionamento das tarifárias continua sendo essencial para atender à demanda, mesmo com a entrada do período chuvoso no país. **3.3 Reforma tributária:** Em 20 de dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132, que instituiu a Reforma Tributária sobre o consumo, estabelecendo a substituição dos tributos atuais por um modelo baseado em um imposto sobre Valor Adicionado dual: (i) Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de competência federal, em substituição ao PIS e ao COFINS; (ii) Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência estadual e municipal, em substituição ao ICMS e ao ISS. A reforma também criou o Imposto Seletivo (IS), de competência federal, destinado à tributação de bens e serviços prejudiciais à saúde ou ao meio ambiente, cuja lista será definida em legislação complementar. Em 16 de janeiro de 2025, foi sancionada a Lei Complementar - LC nº 214/2025, derivada do PLP 68/2024, regulamentando dispositivos centrais da reforma, instituindo formalmente o IBS, a CBS, o IS e o Comitê Gestor do IBS (CG-IBS). Posteriormente, a Lei Complementar - LC nº 227/2026 detalhou a organização, atribuições e o processo administrativo tributário vinculado ao CG-IBS. A legislação estabelece que o Comitê Gestor deve centralizar a arrecadação, a fiscalização e a distribuição do IBS, assegurando uniformidade nacional e simplificação no cumprimento das obrigações acessórias. A Companhia segue adequada às exigências já previstas, incluindo as adaptações relacionadas à emissão de documentos fiscais. O período de transição para o novo modelo ocorrerá entre 2026 e 2032, com coexistência dos sistemas antigo e novo. Durante essa fase, haverá aplicação gradual das alíquotas do IBS e da CBS e redução progressiva das alíquotas do ICMS e ISS, conforme cronograma definido por lei complementar e pela regulamentação do Comitê Gestor. Os impactos da reforma sobre os tributos mencionados dependem da definição das alíquotas finais da CBS e do IBS, que serão fixadas por leis ordinárias da União, estados e municípios dentro dos parâmetros estabelecidos pela LC 214/2025, inclusive considerando as alíquotas de referência definidas pelo Senado Federal. Assim, eventuais efeitos contábeis somente poderão ser reconhecidos quando a etapa regulatória estiver integralmente concluída. Consequentemente, não há efeitos da reforma nas demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, permanecendo a necessidade de monitoramento contínuo da regulamentação complementar necessária à plena aplicação do novo sistema tributário.



AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A

4. Caixa e equivalentes de caixa

	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e contas correntes bancárias	59.448	7.012
<b>Aplicações financeiras</b>		
CDB (Aplicações diretas)	10.810	26.506
Operações compromissadas	246.240	387.572
<b>Total</b>	<b>316.498</b>	<b>421.090</b>

Caixa e equivalentes de caixa, incluem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras com liquidez imediata e estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos por apresentarem risco insignificante de variação no seu valor de mercado. As aplicações financeiras, representadas principalmente por compromissadas e CDBs, que possuem conversibilidade imediata, insignificante risco de mudança de valor, montante conhecido de caixa no momento do resgate e expectativa de realização em até 90 dias são registradas como equivalentes de caixa. Em 31 de dezembro de 2025, os certificados de depósitos bancários e operações compromissadas foram remunerados em média a 99,14% e 97,25% do CDI, respectivamente (99,59% e 91,25% do CDI, respectivamente, em 31 de dezembro de 2024). De acordo com o modelo de negócios da Companhia, os saldos de caixa e equivalentes de caixa são classificados como custo amortizado pois tem como objetivo coletar os fluxos de caixa de principal e juros. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, juros e correção monetária, em contrapartida ao resultado, calculados com base no método de taxa de juros efetiva, conforme definido na data da sua contratação e atualização da taxa CDI mensal. **Redução ao valor recuperável:** todo saldo relacionado a caixa e equivalentes de caixa está sujeito à análise de perdas esperadas de acordo com o CPC 48/IFRS 9 Instrumentos Financeiros. Os investimentos da Companhia são realizados com base na sua política que determina a diversificação do risco de crédito, centralização de suas transações em instituições de primeira linha e estabelecimento de limites de concentração e critérios de ratings das principais agências de risco (mais detalhes na nota explicativa nº 25.2.b.1.1.). Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 não há expectativa de perda de ativos financeiros nas instituições para os quais a Companhia possui caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo. Desse modo, não foi registrada nenhuma perda esperada associada a esses ativos. **5. Títulos e valores mobiliários:** Os títulos classificados como valor justo por meio do resultado referem-se principalmente a investimento em Fundos de Investimento e Títulos Públicos. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são representados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

Fundos de investimentos exclusivos

	Nota	31.12.2025	31.12.2024
Operações compromissadas		64	80
Títulos públicos		42	37
CDB-Dei		16	5
LF - Letra Financeira		15	5
<b>Total</b>		<b>137</b>	<b>122</b>

**5.1 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 0,03% de representatividade sobre o total do fundo em 31 de dezembro de 2025 (0,01% em 31 de dezembro de 2024). 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 2025. As aplicações em fundos de investimento foram remuneradas no exercício findo em 31 de dezembro de 2025, em média, a 99,95% do CDI (100,25% do CDI em 31 de dezembro de 2024). **6. Contas a receber de clientes e outros recebíveis:** Incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica, valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, participação financeira do consumidor e outros serviços cobráveis na fatura de energia elétrica. A Companhia classifica os saldos de contas a receber de clientes e outros recebíveis como instrumentos financeiros mensurados ao custo amortizado, pois o modelo de negócios da Companhia tem o objetivo de coletar os fluxos de caixa de principal e juros, não contemplando componentes de financiamento significativos. Os recebíveis da Companhia são faturados nos termos das Resoluções Normativas nº 414/2010 e 506/2012 da ANEEL, exceto a venda de energia elétrica no mercado de curto prazo que segue a Resolução Normativa nº 109/2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). Esses recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, atualizações financeiras, quando aplicáveis, e podem ser reduzidos por ajuste de redução ao valor recuperável. **Uso de estimativas: Receita não faturada (RNF):** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses - vide nota explicativa nº 20.4. Os saldos relacionados a consumidores e outros estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48/IFRS 9 Instrumentos financeiros - vide tabela a seguir. **Reconhecimento de perda:** As baixas de recebíveis para perda são efetuadas após esgotadas todas as ações de cobrança administrativa, em que se aplica o percentual de perda de 100% após o período de 5 anos para todas as classes). Cabe ressaltar que para fins fiscais, o reconhecimento de perda permanece inalterado, obedecendo os prazos e valores definidos pelo artigo 9º da Lei nº 9.430/1996, com alterações introduzidas pelo artigo 8º da Lei nº 13.097/2015. **6.1. Consumidores, revendedores e outros:** A composição do saldo de consumidores e outras contas a receber é como segue:

Classe de consumidores	Vencidos de 91 dias						Total	PECLD	31.12.2025
	até de 61 a 90 dias		a 180 dias		mais de 360 dias				
	A vencer	60 dias	90 dias	360 dias	360 dias	360 dias			
Residencial	214.996	186.338	34.101	86.462	214.795	1.454.404	2.191.096	(1.407.452)	783.644
Industrial	15.801	4.170	443	1.181	4.820	21.626	47.841	(16.558)	31.283
Comercial	56.240	33.631	7.025	16.892	31.748	217.782	363.318	(143.832)	219.486
Rural	5.817	7.355	904	1.396	3.005	22.413	40.890	(12.564)	28.326
Poder público	17.757	26.706	6.112	12.547	16.231	65.697	145.050	(32.630)	112.420
Iluminação pública	31.220	22.685	9.425	6.747	5.773	72.031	147.881	(23.757)	124.124
Serviço público	7.495	1.962	447	647	829	4.574	15.954	(2.224)	13.730
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>349.326</b>	<b>282.847</b>	<b>58.457</b>	<b>125.872</b>	<b>277.001</b>	<b>1.858.527</b>	<b>2.952.030</b>	<b>(1.639.017)</b>	<b>1.313.013</b>
Receita não faturada	842.789	-	-	-	-	842.789	842.789	(370)	842.419
Parcelamento de débitos	400.255	36.958	13.772	35.727	70.958	244.827	802.497	(261.444)	541.053
Compartilhamento - uso mútuo	10.376	3.991	580	1.087	2.002	36.343	54.379	(44.763)	9.616
Agente de cobrança da iluminação pública	2.820	926	940	2.698	10.686	31.521	49.591	(4.784)	44.807
<b>Total</b>	<b>1.605.566</b>	<b>324.722</b>	<b>73.749</b>	<b>165.384</b>	<b>360.647</b>	<b>2.171.218</b>	<b>4.701.286</b>	<b>(1.950.378)</b>	<b>2.750.908</b>
									<b>2.568.894</b>
									<b>182.014</b>

Classe de consumidores	Vencidos de 91 dias						Total	PECLD	31.12.2025
	até de 61 a 90 dias		a 180 dias		mais de 360 dias				
	A vencer	60 dias	90 dias	360 dias	360 dias	360 dias			
Residencial	226.997	224.787	46.182	119.564	208.501	1.311.472	2.137.503	(1.257.385)	880.118
Industrial	20.562	6.305	1.078	2.097	3.288	23.269	56.599	(20.977)	35.622
Comercial	70.823	38.492	7.027	15.836	32.823	204.801	369.802	(151.347)	218.455
Rural	6.506	6.810	779	1.678	4.458	19.908	40.139	(13.621)	26.518
Poder público	38.640	26.730	7.155	15.134	22.398	80.854	190.911	(32.247)	158.664
Iluminação pública	32.219	13.530	3.551	5.211	7.460	129.639	191.610	(39.404)	152.206
Serviço público	11.527	2.117	349	635	1.999	5.106	21.733	(1.390)	20.343
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>407.274</b>	<b>318.771</b>	<b>66.121</b>	<b>160.155</b>	<b>280.927</b>	<b>1.775.049</b>	<b>3.008.297</b>	<b>(1.516.371)</b>	<b>1.491.926</b>
Receita não faturada	696.915	-	-	-	-	696.915	696.915	(1.169)	695.746
Parcelamento de débitos	220.633	15.303	12.557	28.508	202.533	216.949	696.483	(191.678)	504.805
Compartilhamento - uso mútuo	10.283	1.086	321	4.879	14.074	52.667	83.310	(37.975)	45.335
Agente de cobrança da iluminação pública	2.771	907	862	2.436	4.895	22.724	34.595	(10.319)	24.276
Suprimento de energia	596	-	-	-	-	596	596	-	596
<b>Total</b>	<b>1.338.472</b>	<b>336.067</b>	<b>79.861</b>	<b>195.978</b>	<b>502.429</b>	<b>2.067.389</b>	<b>4.520.196</b>	<b>(1.757.512)</b>	<b>2.762.684</b>
									<b>2.606.672</b>
									<b>156.012</b>

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

	Nota	31.12.2024	Adição	Amortização	Recebimento		Valores em amortização	Valores em constituição	Ativo circulante	Ativo não circulante
					CDE Eletrobrás	bandeiras tarifárias				
<b>Compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA</b>										
Aquisição de energia - CVA energia	8.1	(90.003)	401.621	100.684	-	(98.509)	(13.929)	299.864	(18.554)	318.418
Programa de Incentivo as Fontes Alternativas - PROINFA		(5.171)	3.536	(2.540)	-	-	330	809	808	1
Transporte de energia pela rede básica	8.2	90.692	40.090	(63.333)	-	-	8.209	75.668	10.537	65.132
Transporte de energia - Itaipu		4.979	8.015	147	-	-	147	8.357	347	8.010
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR	8.3	49.624	(14.486)	(43.340)	-	(18.445)	1.344	(31.303)	8.389	(39.692)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	8.4	(94.102)	200.788	76.126	-	-	(2.645)	180.167	(23.820)	203.987
		<b>(39.327)</b>	<b>639.564</b>	<b>56.813</b>		<b>(116.954)</b>	<b>(6.544)</b>	<b>533.552</b>	<b>(22.293)</b>	<b>555.845</b>
<b>Demais ativos/passivos financeiros setoriais</b>										
Neutralidade da parcela A	8.5	(2.573)	92.543	20.957	-	-	7.608	118.535	(4.974)	123.509
Sobrecontratação de energia	8.6	(38.382)	57.142	35.128	-	(53.408)	(10.889)	(10.409)	(5.653)	(4.756)
Diferimento - devoluções tarifárias		(42.903)	(44.296)	43.391	-	-	(1.667)	(45.475)	(7.629)	(37.846)
Bandeiras tarifárias não homologadas		(43.693)	-	-	-	(37.588)	-	(81.281)	-	(81.281)
Risco hidrológico		(210.196)	(179.030)	211.969	-	-	(11.843)	(189.100)	(35.102)	(153.998)
Revisão tarifária extraordinária		30.204	-	(30.204)	-	-	-	-	-	-
Outros	8.7	32.359	13.666	113.495	-	(5.673)	40.515	194.362	38.597	155.765
		<b>(275.184)</b>	<b>(59.975)</b>	<b>394.736</b>		<b>(5.673)</b>	<b>23.724</b>	<b>(13.368)</b>	<b>(14.761)</b>	<b>1.393</b>
<b>Total</b>		<b>(314.511)</b>	<b>579.589</b>	<b>451.549</b>		<b>(207.950)</b>	<b>17.180</b>	<b>520.184</b>	<b>(37.054)</b>	<b>557.238</b>

**8.1 Aquisição de Energia - (CVA)energia:** O aumento na constituição do ativo de aquisição de energia está relacionado, principalmente, ao acréscimo da carga contratada de energia térmica e ao aumento significativo de disponibilidade. Este cenário decorre da deterioração das condições hidrológicas no período, refletido na elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio de R\$ 133,79 no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 225,32 no mesmo período de 2025. Adicionalmente, houve aumento no preço médio dos contratos de energia térmica, que passaram de R\$ 242,99 para R\$ 279,11 no comparativo entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2025. **8.2 Encargo de serviço do sistema - ESS/ERR:** O aumento da CVA passiva está relacionada a redução de custo e aumento da cobertura tarifária que o custo do componente reduziu R\$ 69.292, de R\$ 259.400 para R\$ 190.108, enquanto a cobertura tarifária aumentou R\$ 30.372, de R\$ 195.340 para R\$ 225.712. **8.3 CDE:** O aumento da CVA ativa está relacionado ao aumento do custo em R\$ 82.733 em 31 de dezembro de 2025, de R\$ 1.032.299 para R\$ 1.115.032, bem como a redução da cobertura em R\$ 183.469 em 31 de dezembro de 2024, de R\$ 1.123.955 para R\$ 940.486. **8.4 Neutralidade da parcela A:** A variação foi em decorrência do mercado faturado, que performou abaixo dos valores homologados pela ANEEL, para o ciclo tarifário vigente. **8.5 Sobrecontratação de energia:** O aumento da CVA ativa de sobrecontratação está relacionada a variação entre os preços do mercado de curto prazo (PLD) e os valores de cobertura tarifária homologada. No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, o PLD médio foi de R\$ 133,79/MWh, significativamente inferior à cobertura tarifária de R\$ 246,79/MWh. Já no exercício findo em 31 de dezembro de 2025, observou-se aumento expressivo do PLD para R\$ 247,53/MWh, aproximando-se da cobertura tarifária, que recuou levemente para R\$ 258,80/MWh. **8.6 Outros:** Conforme Despacho nº 1.536, de 23 de maio de 2025 a ANEEL homologou os valores de CDE ELETROBRAS a serem repassados às distribuidoras na qual foi recebido o montante de R\$ 5.674 na competência de maio de 2025. A composição, movimentação dos saldos, composição por ciclo tarifário e segregação entre curto e longo prazo no mesmo período do exercício anterior, estão demonstradas da seguinte forma:

	Nota	31.12.2023	Adição	Amortização	Recebimento		Valores em amortização	Valores em constituição	Passivo circulante	Passivo não circulante
					CDE Eletrobrás	bandeiras tarifárias				
<b>Compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA</b>										
Aquisição de energia - CVA energia	9.1	(273.357)	(91.544)	226.903	-	74.158	(26.163)	(90.003)	(42.639)	(47.364)
Programa de Incentivo as Fontes Alternativas - PROINFA		(1.141)	(2.408)	3.223	-	-	(191)	(517)	-	(517)
Transporte de energia pela rede básica	9.2	101.332	71.915	(93.360)	-	-	10.805	90.692	14.959	75.733
Transporte de energia - Itaipu		21.548	(1.272)	(17.141)	-	-	1.844	4.979	4.318	661
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR	9.3	73.677	67.819	(52.817)	-	(46.838)	7.783	49.624	19.436	30.188
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	9.4	(10.557)	(93.797)	(9.571)	-	-	(1.291)	(94.102)	72	(94.174)
		<b>(67.384)</b>	<b>(49.287)</b>	<b>57.237</b>		<b>27.320</b>	<b>(7.213)</b>	<b>(39.327)</b>	<b>(4.371)</b>	<b>(34.956)</b>
<b>Demais ativos/passivos financeiros setoriais</b>										
Neutralidade da parcela A		90.243	(64.671)	(23.698)	-	-	(4.447)	(2.573)	3.914	(6.487)
Sobrecontratação de energia	9.5	(27.896)	(15.262)	9.847	-	-	(5.071)	(38.382)	(6.863)	(31.519)
Diferimento - devoluções tarifárias		(34.917)	(41.900)	31.214	-	-	2.700	(42.903)	(5.247)	(37.656)
Bandeiras tarifárias não homologadas		(2.686)	(16.940)	-	-	(24.067)	-	(43.693)	-	(43.693)
Risco hidrológico		(211.487)	(201.494)	212.706	-	-	(9.921)	(210.196)	(36.460)	(173.736)
Bandeira escassez hídrica		65.558	-	(65.558)	-	-	-	-	-	-
Revisão tarifária extraordinária		177.057	-	(151.020)	-	-	4.167	30.204	-	30.204
Outros	9.6	(68.200)	27.204	78.247	-	(33.737)	28.845	32.359	10.941	21.418
		<b>(12.328)</b>	<b>(313.063)</b>	<b>91.738</b>		<b>(33.737)</b>	<b>16.273</b>	<b>(275.184)</b>	<b>(3.511)</b>	<b>(271.673)</b>
<b>Total</b>		<b>(79.712)</b>	<b>(362.350)</b>	<b>148.975</b>		<b>(33.737)</b>	<b>9.060</b>	<b>(314.511)</b>	<b>(7.882)</b>	<b>(306.629)</b>

...continuação

**AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A**

**9. Imposto de renda, contribuição social e outros tributos compensáveis:** Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, os montantes de imposto de renda e contribuição social a compensar estão apresentados, conforme quadro a seguir:

	31.12.2025	31.12.2024
<b>Imposto de renda e contribuição social compensáveis</b>		
Imposto de renda	122.986	106.600
Contribuição social	36.469	28.739
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	6.416	4.589
<b>Total</b>	<b>143.223</b>	<b>139.928</b>

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

	31.12.2025		31.12.2024	
	Nota	Circulante	Não circulante	Não circulante
ICMS		93.601	39.649	73.107
ICMS - Lei complementar nº 102/2000		81.326	105.613	56.060
Pis e Cofins		62.259	-	38.972
Pis e Cofins (ICMS)	9.1	569.265	1.935.922	534.834
Outros tributos		1.890	-	1.890
<b>Total</b>		<b>808.341</b>	<b>2.081.184</b>	<b>704.863</b>

**9.1** A Companhia vem adotando os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais (vide nota explicativa nº 15). **10. Contrato de concessão público - privados:** Os ativos da infraestrutura relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo contratual (infraestrutura em construção), ativo financeiro indenizável e ativo intangível. Esta segregação ocorre para distinguir o compromisso de remuneração garantido pelo poder concedente e o compromisso de remuneração pelos consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público. A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Dessa forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente. Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 19 de março de 2023, e o Reajuste Tarifário ocorreu em 11 de março de 2025 (vide nota explicativa nº 4).

	Nota	31.12.2025	31.12.2024
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	10.1	1.045.643	950.857
Ativo financeiro indenizável (concessão)	10.2	9.727.199	8.348.889
Intangível	10.3	1.782.041	2.033.698
<b>Total</b>		<b>12.554.883</b>	<b>11.333.444</b>

**Bens vinculados à concessão:** De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo estes ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Poder Concedente. **10.1 Ativo contratual (infraestrutura em construção):** O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual inclui custos de empréstimos capitalizados. A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures ao custo de construção da infraestrutura, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. A movimentação do ativo contratual (infraestrutura em construção) é como segue:

	Nota	Custo	(-) Obrigações especiais	Total
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>		<b>1.034.876</b>	<b>(58.988)</b>	<b>975.888</b>
Adições		1.293.422	-	1.293.422
Transferências para o ativo intangível		(598.845)	-	(598.845)
Transferências para o ativo financeiro		(719.608)	-	(719.608)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2024</b>		<b>1.009.845</b>	<b>(58.988)</b>	<b>950.857</b>
Adições		1.775.613	(84.225)	1.691.388
Transferências para o ativo intangível		(392.189)	5.919	(386.270)
Transferências para o ativo financeiro		(1.106.404)	74.139	(1.032.265)
Transferências para o ativo imobilizado		(6.046)	-	(6.046)
Perda por redução ao valor recuperável de ativos	10.1.1	(172.021)	-	(172.021)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2025</b>		<b>1.108.798</b>	<b>(63.155)</b>	<b>1.045.643</b>

**10.1.1 Perda por redução ao valor recuperável dos ativos:** Durante o exercício de 2025, a Companhia realizou uma avaliação aprofundada das expectativas de recuperação econômica associadas a determinados valores registrados como ativos de contrato, relacionados a projetos em execução classificados como obras em curso. Essa avaliação decorreu do monitoramento contínuo das condições econômicas, regulatórias e operacionais aplicáveis aos projetos, em linha com as responsabilidades da Administração de assegurar que os ativos estejam registrados por valores compatíveis com os benefícios econômicos futuros que se espera razoavelmente obter. Como resultado dessa análise, a Companhia identificou, para projetos específicos e individualmente avaliados, uma redução relevante nas expectativas de realização econômica futura, principalmente em função de mudanças no ambiente regulatório e de maior incerteza quanto ao reconhecimento e ao momento de recuperação desses investimentos. Tais mudanças passaram a ser suportadas por evidências objetivas consolidadas ao longo de 2025 e não estavam presentes ou mensuráveis em exercícios anteriores. Diante desse cenário, a Administração procedeu ao ajuste dos valores registrados como ativos de contrato, de modo a refletir de forma mais adequada a estimativa atualizada de benefícios econômicos futuros esperados, considerando as condições vigentes na data-base das demonstrações financeiras. O valor ajustado corresponde à melhor estimativa da Administração quanto à parcela economicamente recuperável de desses ativos, levando em consideração: • a probabilidade de realização futura dos fluxos econômicos associados aos projetos; • o grau de incerteza regulatória aplicável; • a expectativa de utilização ou recuperação dos investimentos em cenários razoavelmente possíveis; e • informações internas e externas disponíveis na data da avaliação. A avaliação foi conduzida com base em julgamentos significativos da Administração, apoiados por análises técnicas, econômicas e regulatórias, incluindo, quando aplicável, suporte de consultoria externa independente. A Companhia não identificou impactos relevantes sobre outros projetos em curso ou sobre ativos já incorporados à base regulatória. Adicionalmente, a Administração entende que os projetos ajustados não foram descontinuados e permanecem fisicamente existentes e tecnicamente viáveis, ainda que sua realização econômica esteja condicionada a mudanças futuras no ambiente regulatório ou econômico. Dessa forma, os valores remanescentes continuam registrados como ativos de contrato, ajustados às expectativas atuais de recuperação. A Companhia continuará monitorando de forma contínua as condições econômicas e regulatórias aplicáveis a esses projetos e poderá revisar suas estimativas caso ocorram mudanças relevantes nas premissas consideradas. **10.2 Ativo financeiro indenizável (concessão):** O ativo financeiro indenizável da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. A Companhia classifica os saldos do ativo financeiro da concessão como instrumentos financeiros na categoria de "valor justo por meio de resultado", pois o fluxo de caixa não é caracterizado apenas como principal e juros. O modelo de negócio da Companhia para este ativo é recuperar o investimento realizado, cuja valorização é baseada no valor novo de reposição (VNR), acrescido de correção monetária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR). **Uso de estimativas:** A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 4 anos e, somente nessa data, a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL por meio do novo valor de reposição - "VNR" depreciado. Entre os períodos de Revisão Tarifária, a Administração, utilizando o critério determinado pela ANEEL, aplica o IPCA como fator de atualização da Base de Remuneração. O ativo financeiro da concessão é mensurado em função da referida base de remuneração e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como novo preço de reposição e atualização pelo IPCA. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela dessa infraestrutura que não estará amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, por sua vez, tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL. A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito do ativo financeiro da concessão, visto que o contrato firmado assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. A movimentação do ativo indenizável da concessão é como segue:

	31.12.2025	31.12.2024
<b>Saldo inicial</b>	<b>8.348.889</b>	<b>7.259.520</b>
Transferências do ativo contratual	1.032.265	719.608
Atualização ativo indenizável	346.045	369.761
<b>Saldo final</b>	<b>9.727.199</b>	<b>8.348.889</b>

O aumento do saldo do ativo financeiro indenizável de concessão representa um maior volume de investimentos em expansão, preservação e melhoria de rede que entraram em operação durante os exercícios findos em 2025 e 2024. A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Dessa forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente. **10.3 Intangível da concessão:** O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões da infraestrutura, conforme aplicação do ICPD 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 a taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação. **Premissas de Projeção:** As projeções financeiras seguem o modelo tarifário vigente e a dinâmica do mercado da concessão. As receitas consideram o crescimento econômico da região, a expansão da base de clientes e o repasse de custos com compra e transmissão de energia, encargos setoriais, tributos e inflação. Os custos operacionais são estimados com base nos contratos vigentes, condições de mercado, inflação e eficiência operacional. As despesas administrativas refletem a expansão do mercado e a execução de atividades programadas. Os investimentos buscam garantir a infraestrutura necessária para a qualidade e confiabilidade dos serviços. O período de projeção vai até 2028. Após 2028, 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. A composição do saldo de ativos intangíveis é como segue:

	Em serviço		31.12.2025	31.12.2024
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Total
Direito de uso da concessão	7.436.638	(5.950.122)	(45.775)	1.440.741
Software	906.898	(566.531)	-	340.367
Bens de renda	21.876	(20.943)	-	933
<b>Total</b>	<b>8.365.412</b>	<b>(6.537.596)</b>	<b>(45.775)</b>	<b>1.782.041</b>

A movimentação do ativo intangível é como segue:

	Em serviço		Obrigações especiais	Total
	Custo	Amortização acumulada		
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>7.442.140</b>	<b>(5.128.895)</b>	<b>(87.547)</b>	<b>2.225.698</b>
Baixas	(32.192)	28.275	-	(3.917)
Transferências do ativo contratual	598.845	-	-	598.845
Transferências do ativo imobilizado	917	-	-	917
Amortizações	-	(808.967)	21.122	(787.845)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2024</b>	<b>8.009.710</b>	<b>(5.909.587)</b>	<b>(66.425)</b>	<b>2.033.698</b>
Baixas	(36.487)	33.747	-	(2.740)
Transferências do ativo contratual	392.189	-	(5.919)	386.270
Reclassificações	-	1.756	-	1.756
Amortizações	-	(663.512)	26.569	(636.943)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2025</b>	<b>8.365.412</b>	<b>(6.537.596)</b>	<b>(45.775)</b>	<b>1.782.041</b>

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

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

**10.3.1 Critério de amortização:** Em conformidade com os Pronunciamentos Técnicos CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, e CPC 27 - Ativo Imobilizado, a Companhia revisou o critério de amortização aplicado aos ativos acessórios vinculados às concessões de distribuição de energia elétrica. Historicamente, a amortização desses ativos era realizada com base no prazo remanescente da concessão, refletindo a expectativa de que os benefícios econômicos estariam limitados ao período contratual. Contudo, com a evolução das análises técnicas e a proximidade do vencimento das concessões, verificou-se que diversos ativos possuem vida útil econômica superior ao prazo contratual residual, o que está gerando distorções relevantes nas demonstrações financeiras. Diante desse cenário, a Administração concluiu que o critério mais adequado para mensuração da amortização é a utilização da vida média de máquinas e equipamentos. Esta alteração configura uma mudança de estimativa contábil, conforme definido pelo CPC 23, item 34, que estabelece que revisões de vida útil não se relacionam com períodos anteriores e não representam correção de erro. O item 38 do mesmo pronunciamento determina que o reconhecimento do efeito da mudança deve ser realizado de forma prospectiva, afetando o período corrente e os futuros, sem necessidade de representação de saldos anteriores. Essa mudança foi realizada em 2025 em decorrência da sinalização do órgão regulador quanto à renovação das concessões, o que reforçou a necessidade de reavaliar a vida útil econômica dos ativos envolvidos. Essa alteração de critério, trata-se de mudança de estimativa contábil, e não de correção ou retificação de erro, em conformidade com o CPC 27 e o CPC 23. Os efeitos da referida revisão do critério de amortização, foram reconhecidos prospectivamente, a partir de 1 de janeiro de 2025, e impactaram em uma redução da amortização de R\$ 287.129 no exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

**11. Imobilizado:** Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados ao custo de aquisição ou de construção, líquido de depreciação acumulada e/ou perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, se for o caso. Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, a Companhia reconhece essas partes como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração do resultado, quando incorridos. O valor residual e a vida útil estimada dos bens são revisados e ajustados, se necessário, na data de encerramento do exercício. A depreciação é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens. Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado no período em que o ativo for baixado. **Redução ao valor recuperável: Uso de estimativas:** A Companhia avalia anualmente eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Caso exista um indicador de perda de valor recuperável, o teste é realizado anualmente no fim de cada exercício social ou sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, não foram observados indicadores 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 à atividade de distribuição de energia elétrica, bem como aos direitos de uso de ativo arrendado. A seguir é apresentada a movimentação:

	Nota	31.12.2024	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	31.12.2025
<b>Imobilizado em serviço</b>							
Terrenos		395	-	-	-	-	395
Edif. Ob. Civis e benfeitorias		37.772	-	-	-	12.436	50.208
Máquinas e equipamentos		49.475	16.045	-	-	(631)	64.889
Veículos		2.695	-	-	-	543	3.238
Móveis e utensílios		33.803	-	-	-	580	34.383
		<b>124.140</b>	<b>16.045</b>	-	-	<b>12.928</b>	<b>153.113</b>

	Depreciação acumulada				
Edif. Ob. Civis e benfeitorias	(15.149)	-	(1.475)	-	(16.624)
Máquinas e equipamentos	(15.913)	-	(6.376)	-	(22.289)
Veículos	(2.379)	-	(90)	-	(2.469)
Móveis e utensílios	(25.646)	-	(1.413)	-	(27.059)
	<b>(59.087)</b>	-	<b>(9.354)</b>	-	<b>(68.441)</b>

	Imobilizado em curso				
Edif. Ob. Civis e benfeitorias	46.040	12.852	-	-	6.797
Máquinas e equipamentos	36.291	12.721	-	-	(9.931)
Veículos	594	219	-	-	(478)
Móveis e utensílios	9.545	2.199	-	-	(552)
	<b>92.470</b>	<b>27.991</b>	-	-	<b>(4.164)</b>
<b>Total do imobilizado</b>	<b>157.523</b>	<b>44.036</b>	<b>(9.354)</b>	-	<b>8.757</b>

	Ativo de direito de uso				
Terrenos	263	-	(90)	(1)	-
Móveis	38.200	2.890	(10.688)	(10)	-
Veículos	78.871	93.924	(44.455)	-	-
	<b>117.334</b>	<b>96.814</b>	<b>(55.233)</b>	<b>(11)</b>	<b>8.757</b>
<b>Total</b>	<b>274.857</b>	<b>140.850</b>	<b>(64.587)</b>	<b>(11)</b>	<b>359.866</b>

**11.1** O aumento das adições do imobilizado no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 decorre, principalmente, de novos contratos de arrendamento financeiro de veículos operacionais (frota), conforme CPC 06 (R2) / IFRS 16. O incremento reflete o movimento estratégico de *insourcing*, mediante o qual a Companhia passou a realizar internamente parte dos serviços operacionais antes terceirizados, demandando a alocação de frota para execução de tais serviços. Os respectivos ativos foram reconhecidos no imobilizado como direito de uso e pelo valor presente dos pagamentos de arrendamento.

	31.12.2023	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	31.12.2024
<b>Imobilizado em serviço</b>						
Terrenos	515	-	-	(120)	-	395
Edif. Ob. Civis e benfeitorias	38.154	-	-	(382)	-	37.772
Máquinas e equipamentos	33.872	-	-	(57)	15.660	49.475
Veículos	2.695	-	-	-	-	2.695
Móveis e utensílios	31.676	-	-	(835)	2.962	33.803
	<b>106.912</b>	-	-	<b>(1.394)</b>	<b>18.622</b>	<b>124.140</b>

	Depreciação acumulada				
Edif. Ob. Civis e benfeitorias	(14.428)	-	(1.103)	382	-
Máquinas e equipamentos	(11.188)	-	(4.902)	177	-
Veículos	(2.294)	-	(85)	-	-
Móveis e utensílios	(24.554)	-	(1.879)	787	-
	<b>(52.464)</b>	-	<b>(7.969)</b>	<b>1.346</b>	<b>(59.087)</b>

	Imobilizado em curso				
Edif. Ob. Civis e benfeitorias	39.633	6.407	-	-	46.040
Máquinas e equipamentos	34.673	19.140	-	(917)	36.291
Veículos	594	-	-	-	594
Móveis e utensílios	8.104	3.458	-	-	(2.017)
	<b>83.004</b>	<b>29.005</b>	-	<b>(917)</b>	<b>92.470</b>
<b>Total do imobilizado</b>	<b>137.452</b>	<b>29.005</b>	<b>(7.969)</b>	<b>(965)</b>	<b>157.523</b>

	Ativo de direito de uso				
Terrenos	344	27	(22)	(86)	-
Móveis	46.715	3.222	(9.202)	(2.535)	-
Veículos	15.922	93.121	(30.172)	-	-
	<b>62.981</b>	<b>96.370</b>			

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A

14. Empréstimos e financiamentos: Os saldos de empréstimos e financiamentos são registrados pelo custo amortizado - vide nota explicativa nº 25.1.1. 14.1 Os saldos de empréstimos e financiamentos são compostos da seguinte forma:

Moeda nacional	Circulante			Não circulante			31.12.2025			Circulante			Não circulante			31.12.2024		
	Nota	Principal	Encargos	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Total
MUFG 4131 - AMPLA I	200.000	11.429	-	211.429	-	-	-	-	211.429	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUTSCHE BANK 4131 - AMPLA I	-	7.029	-	7.029	210.000	-	-	-	210.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MUFG 4131 - AMPLA II	-	2.710	-	2.710	130.000	-	-	-	130.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUTSCHE BANK 4131 - AMPLA II	-	2.450	-	2.450	130.000	-	-	-	130.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1ª Nota Comercial - Ampla	14.1.1	1.800.000	1.056	(3.027)	1.798.029	-	-	-	1.798.029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>2.000.000</b>	<b>24.674</b>	<b>(3.027)</b>	<b>2.021.647</b>	<b>470.000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>470.000</b>	<b>2.491.647</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Moeda nacional - partes relacionadas</b>																		
Enel Brasil Mútuo	24	906.173	323.816	-	1.229.989	184.653	65.104	249.757	1.479.746	2.056.635	535.985	2.592.620	1.000.147	179.554	1.179.701	-	-	3.772.321
CDSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.222	6.089	46.311	-	-	-	-	-	46.311
Enel Cien	-	-	-	-	-	161.812	58.072	219.884	219.884	202.271	34.320	236.591	-	-	-	-	-	236.591
<b>Total</b>		<b>906.173</b>	<b>323.816</b>	<b>-</b>	<b>1.229.989</b>	<b>346.465</b>	<b>123.176</b>	<b>469.641</b>	<b>1.699.630</b>	<b>2.299.128</b>	<b>576.394</b>	<b>2.875.522</b>	<b>1.000.147</b>	<b>179.554</b>	<b>1.179.701</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.055.223</b>
<b>Moeda estrangeira</b>																		
Scottiabank 4131 III	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228.493	1.344	229.837	-	-	-	-	-	229.837
Scottiabank 4131 IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	137.099	674	137.773	-	-	-	-	-	137.773
BNP PARIBAS 4131 III	-	179.710	36	(2.158)	177.588	-	-	-	177.588	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>179.710</b>	<b>36</b>	<b>(2.158)</b>	<b>177.588</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>177.588</b>	<b>365.592</b>	<b>2.018</b>	<b>367.610</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>367.610</b>
<b>Moeda estrangeira - partes relacionadas</b>																		
Enel Finance International N.V. III, IV, V, VI, VII, VIII	24	-	-	-	-	-	-	-	-	296.293	17.188	313.481	-	-	-	-	-	313.481
<b>Total</b>		<b>3.085.883</b>	<b>348.526</b>	<b>(5.185)</b>	<b>3.429.224</b>	<b>816.465</b>	<b>123.176</b>	<b>939.641</b>	<b>4.368.865</b>	<b>2.961.013</b>	<b>595.600</b>	<b>3.556.613</b>	<b>1.000.147</b>	<b>179.554</b>	<b>1.179.701</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.736.314</b>

14.1.1 Os recursos financeiros da 1ª Nota Comercial foram utilizados para a amortização total dos mútuos Ampla III, CIEN, Ampla II, CDSA e Enel BR 72, e respectivos encargos, assim como para amortização parcial do mútuo Enel BR 80. 14.2 As principais características dos contratos de empréstimos e financiamentos estão descritas a seguir: (a) Empréstimos e financiamentos obtidos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2025;

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
MUFG 4131 - Ampla I	200.000	14/08/25	14/08/26	CDI + 0,55%	Bullet	Semestral	Capital de Giro	Enel Brasil
DEUTSCHE BANK 4131 - AMPLA I	210.000	10/10/25	12/04/27	CDI + 0,93%	Bullet	Semestral	Capital de Giro	Enel Brasil
MUFG 4131 - AMPLA II	130.000	10/11/25	10/05/27	CDI + 0,97%	Bullet	Semestral	Capital de Giro	Enel Brasil
DEUTSCHE BANK 4131 - AMPLA II	130.000	14/11/25	14/05/27	EUR + 1,30%	Bullet	Semestral	Capital de Giro	Enel Brasil
BNP PARIBAS 4131 III	180.000	29/12/25	29/12/26	3,65%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	Enel Brasil
1ª Nota Comercial - Ampla	1.800.000	30/12/25	29/04/26	CDI + 0,90%	Bullet	Bullet	Mútuos	Enel Brasil

(b) Empréstimos e financiamentos obtidos em exercícios anteriores e liquidados no exercício findo em 31 de dezembro de 2025;

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
SCOTIABANK 4131 III	200.000	01/02/21	03/02/25	USD + 1,39%	Bullet	Semestral	Capital de Giro	Enel Brasil
SCOTIABANK 4131 IV (c/ Swap)	120.000	26/02/21	26/02/25	USD + 1,39%	Bullet	Semestral	Capital de Giro	Enel Brasil
EFI - Credit Agreement X 46 (c/ Swap)	262.103	03/01/23	03/01/25	EUR + 5,76%	Bullet	Anual	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 55	750.000	07/07/20	21/10/25	CDI + 2,27%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 61	14.107	28/12/22	27/12/25	CDI + 1,35%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 63	70.482	17/04/23	16/04/25	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 64	45.295	25/04/23	24/04/25	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo III Ampla - CIEN	40.459	16/10/23	15/10/25	CDI + 1,42%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo II Ampla - CDSA	40.220	19/10/23	18/10/25	CDI + 1,00%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 71	50.580	22/12/23	21/12/25	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 72	1.213.668	27/12/23	26/12/25	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 73	50.567	28/12/23	27/12/25	CDI + 1,15%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A

(c) Empréstimos e financiamentos obtidos em exercícios anteriores e vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2025;

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
Mútuo Ampla - Enel BR 59	76.599	23/12/22	22/12/26	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 60	30.233	26/12/22	25/12/26	CDI + 1,35%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 62	30.203	16/02/23	16/01/27	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 65	350.836	10/07/23	09/05/26	CDI + 1,00%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 66	256.712	07/08/23	06/06/26	CDI + 1,30%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 67	30.342	14/08/23	13/07/27	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 68	50.567	15/08/23	14/07/27	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 69	23.259	17/08/23	16/07/27	CDI + 1,35%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo I Ampla - CIEN	70.794	25/08/23	24/08/27	CDI + 0,66%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo II Ampla - CIEN	91.018	15/09/23	24/08/27	CDI + 0,64%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 70	50.282	17/11/23	17/05/27	CDI + 1,25%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 74	101.114	02/01/24	01/01/26	CDI + 1,10%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A
Mútuo Ampla - Enel BR 76	90.679	15/02/24	14/02/26	CDI + 1,12%	Bullet	Bullet	Capital de Giro	N/A

(d) Empréstimos e financiamentos obtidos e liquidados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2025;

Moeda nacional	31.12.2025	%	31.12.2024	%
CDI	4.191.278	95,94%	4.055.223	85,62%
Dólar	177.588	4,06%	367.610	7,76%
Euro	0,00%	0,00%	313.481	6,62%
<b>Total</b>	<b>4.368.866</b>	<b>100,00%</b>	<b>4.736.314</b>	<b>100,00%</b>

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

Indexador	Nota	31.12.2025	%	31.12.2024	%
TJLP	(a)	14,90%	-	-	-
IPCA	(a)	9,07%	-	-	-
SELIC	(a)	4,46%	-	-	-
USD	(a)	15,00%	-	-	-
EUR	(a)	5,50%	-	-	-
USD SOFR	(a)	6,47%	-	-	-
(a) Índice do último dia do exercício	(a)	3,87%	-	-	-

14.5 A movimentação da dívida é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2023	Moeda Nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Captações	990.777	-	797.370	536.084	5.952.231
Encargos provisionados	585.961	-	31.227	-	617.188
Encargos pagos	(52.607)	-	(33.059)	-	(85.666)
Variação cambial e monetária	-	-	247.157	-	247.157
Transferências	(1.179.701)	1.179.701	536.084	(536.084)	-
Pagamentos / amortizações	(838.274)	-	(895.430)	-	(1.733.704)
Marcação a mercado - dívida	-	-	(2.298)	-	(2.298)
Capitalizações	(1.249.411)	-	-	-	(1.249.411)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2024</b>	<b>2.875.522</b>	<b>1.179.701</b>	<b>681.091</b>	<b>-</b>	<b>4.736.314</b>
Captações	2.468.516	470.000	180.000	-	3.118.516
Encargos provisionados	653.618	76.038	749	-	730.405
Encargos pagos	(503.757)	-	(19.674)	-	(523.431)
Variação cambial e monetária	-	-	(25.320)	-	(25.320)
Transferências	786.098	(786.098)	-	-	-
Pagamentos / amortizações	(1.425.334)	-	(636.505)	-	(2.061.839)
Custos de transação	(3.027)	-	-	-	(3.027)
Marcação a mercado - dívida	-	-	(2.753)	-	(2.753)
Capitalizações	14.5.1	(1.600.000)	-	-	(1.600.000)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2025</b>	<b>3.251.636</b>	<b>939.641</b>	<b>177.588</b>	<b>-</b>	<b>4.368.865</b>

14.5.1 Em 16 de dezembro de 2025, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, o aumento do capital social, pelo acionista controlador, com créditos referentes aos contratos de mútuos com a Enel Brasil de R\$ 1.600.000, líquido do imposto de renda, conforme quadro a seguir. Para mais detalhes, vide nota explicativa nº 18.1.

Contrato	Montante Bruto	Montante Líquido Capitalizado
Enel BR 55	996.817	925.483
Enel BR 61	19.560	18.742
Enel BR 63	97.462	93.415
Enel BR 64	62.519	59.936
Enel BR 71	65.708	63.439
Enel BR 73	65.633	63.373
Enel BR 77	40.426	39.394
Enel BR 78	132.305	129.017
Enel BR 79	57.473	56.054
Enel BR 80	1.939	1.552
Enel BR 81	39.793	38.887
Enel BR 82	113.197	110.708
<b>Total</b>	<b>1.692.833</b>	<b>1.600.000</b>

14.6 Compromissos financeiros - Cláusulas restritivas (Covenants): Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, não há contratos com cláusulas financeiras restritivas (Covenants). 15. PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores: Em março de 2017 o Supremo Tribunal Federal - STF decidiu o tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõe a base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração que foram julgados em maio de 2021 o STF confirmou que prevaleceu o entendimento de que deve ser retirado da base das referidas contribuições o ICMS destacado. Os embargos de declaração foram parcialmente acolhidos para modular os efeitos do julgado a partir de 15 de março de 2017, exceto para contribuintes que ingressaram com ações judiciais antes desta data. A decisão transitou em julgado em 9 de setembro de 2021. A Companhia discute o tema em ação judicial desde 2008 e em setembro de 2021 tomou ciência do trânsito em julgado de decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 2ª Região, reconhecendo o direito à exclusão do ICMS das bases de cálculo do PIS e da COFINS. Em conformidade com a decisão de segunda instância judicial e com o julgamento do tema de repercussão geral, a Companhia a partir do recolhimento de maio de 2021 passou a calcular os valores a recolher de PIS e da COFINS sem a inclusão do ICMS nas bases de cálculo das referidas contribuições. Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar e passivo a repassar aos consumidores de montantes iguais por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais devem ser integralmente repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores. Os valores a serem devolvidos serão calculados líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia. Em 29 de dezembro de 2023, foi publicada Medida Provisória 1202/23, regulamentada pela Portaria Normativa do MF nº 14 de 5 de janeiro de 2024, alterando a legislação que trata das compensações tributárias, criando limites para utilização de créditos decorrentes de decisão judicial transitada em julgado e prevendo que as compensações poderão ser realizadas inclusive após 5 anos. A referida Medida Provisória foi convertida na Lei nº 14.873 de 28 de maio de 2024. A Companhia seguirá adotando os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais. Diante do exposto, a Companhia vem efetuando a compensação do ativo com os tributos a pagar de acordo com as previsões legais, inclusive as supracitadas (MP 1202/23 e PN MF 14/24). Até 31 de dezembro de 2025 o total compensado pela Companhia foi de R\$ 1.554.921 (R\$ 1.181.907 em 31 de dezembro de 2024). 15.1 Tratamento do regulador: Em 17 de março de 2020, a ANEEL iniciou procedimento de tomada de subsídios para colher informações para o tratamento regulatório a ser dado e, entre 11 de fevereiro de 2021 e 29 de março de 2021, a ANEEL realizou

...continuação

**AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A**

Garantia por Tempo de Serviço, acrescida do valor equivalente ao Aviso Prévio do empregado, observado todo o contrato de trabalho, àqueles que solicitarem demissão por comprovado motivo de aposentadoria. Terão direito ao benefício apenas os empregados que tenham adquirido o mínimo de 70% do tempo de serviço na Companhia. Uso de estimativas: O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e de outros benefícios de assistência médica pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir: **Taxa de desconto:** A taxa utilizada para descontar a valor presente as obrigações de benefícios pós-emprego considera os títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) com vencimento correspondente à duração da obrigação dos benefícios pós-emprego. **Tábua de mortalidade:** A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas e que são revisadas a cada data-base. A tábua de mortalidade se baseia em estudos de expectativa de vida da população de acordo com cada faixa etária e as condições socioeconômicas do grupo analisado. Através de estudos de aderência, realizados periodicamente, avalia-se a adequação da tábua de mortalidade utilizada, à experiência recente da população do plano. **Aumento salarial, benefícios e inflação:** Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. Em relação à taxa de inflação utilizada, a Companhia faz um levantamento junto a departamentos de economia de diversas instituições financeiras, sobre projeções de inflação para o longo prazo. **Taxa esperada de retorno de ativos:** A taxa esperada de retorno de ativos do plano é a mesma taxa utilizada para descontar o valor do passivo.

**16.1 Informações relevantes dos benefícios pós-emprego: a) Ativos e passivos atuariais, reconhecido no balanço patrimonial como passivo atuarial líquido:**

	31.12.2025	31.12.2024
Valor presente das obrigações atuariais	1.328.669	1.155.103
Valor justo dos ativos do plano	(1.132.187)	(1.114.820)
Efeito do limite para reconhecimento do ativo	149.564	172.556
<b>Total</b>	<b>346.046</b>	<b>212.839</b>

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

	PCA	PACV	Plano Médico	FGTS na aposentadoria	Total
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>7.247</b>	<b>115.852</b>	<b>165.566</b>	<b>16.074</b>	<b>304.739</b>
Custo do serviço corrente	(22)	227	1.835	672	2.712
Custo dos juros líquidos	730	10.882	15.677	1.363	28.652
Contribuições reais do empregador	(19.060)	(32.529)	(25.1)	(251)	(51.840)
(Ganho) perda atuarial	(7.955)	(19.219)	(44.839)	589	(71.424)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2024</b>	<b>-</b>	<b>88.882</b>	<b>105.710</b>	<b>18.447</b>	<b>212.839</b>
Custo do serviço corrente	-	237	1.800	1.756	3.793
Custo do serviço passado	-	-	(62.096)	-	(62.096)
Custo dos juros líquidos	-	(3.767)	12.370	1.730	10.333
Contribuições reais do empregador	-	(21.542)	(29.577)	(444)	(51.563)
(Ganho) perda atuarial	-	8.088	236.077	(11.425)	232.740
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2025</b>	<b>-</b>	<b>71.698</b>	<b>264.284</b>	<b>10.064</b>	<b>346.046</b>

**b) Movimentação do valor presente das obrigações atuariais:**

	31.12.2025	31.12.2024
Valor presente das obrigações atuariais no início do exercício	1.155.103	1.402.429
Custo dos serviços correntes	3.793	2.712
Custo dos serviços passado	(62.096)	-
Custos dos juros	141.363	133.741
Benefícios pagos pelo plano	(151.189)	(166.900)
(Ganhos) perdas atuariais sobre a obrigação atuarial	241.695	(216.878)
<b>Valor presente das obrigações atuariais ao final do exercício</b>	<b>1.328.669</b>	<b>1.155.103</b>

**c) Movimentação do valor justo dos ativos do plano:**

	31.12.2025	31.12.2024
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	1.114.820	1.122.113
Retorno esperado dos ativos do plano	145.138	107.555
Contribuições recebidas do empregador	51.564	51.840
Benefícios pagos pelo plano	(151.189)	(166.900)
Perdas (ganhos) atuariais sobre os ativos do plano	(28.146)	212
<b>Valor justo dos ativos do plano ao final do exercício</b>	<b>1.132.187</b>	<b>1.114.820</b>

**d) Movimentação contábil do passivo registrado é como segue:**

	31.12.2025	31.12.2024
<b>Saldo inicial</b>	<b>212.839</b>	<b>304.739</b>
Custo dos serviços correntes conforme laudo atuarial	3.793	2.712
Custo dos serviços passado conforme laudo atuarial	(62.096)	-
Juros líquidos conforme laudo atuarial	10.333	28.652
Pagamento de contribuições	(51.563)	(51.840)
Ajustes de avaliação atuarial	232.740	(71.424)
<b>Saldo final</b>	<b>346.046</b>	<b>212.839</b>

**e) Despesas reconhecidas no resultado do exercício:**

	2025	2024
Custo do serviço corrente bruto	3.793	2.712
Custo do serviço passado bruto	(62.096)	-
<b>Custo do serviço corrente líquido</b>	<b>(58.303)</b>	<b>2.712</b>
Juros sobre a obrigação atuarial	141.363	133.741
Rendimento esperado dos ativos no ano	(131.030)	(105.091)
<b>Juros líquidos sobre o passivo</b>	<b>10.333</b>	<b>28.650</b>
<b>Total reconhecido no resultado</b>	<b>(47.970)</b>	<b>31.362</b>

	31.12.2025	31.12.2024
Perda (ganho) atuarial gerada(o) pela taxa de desconto	(20.121)	13.800
Ganho atuarial gerado pela experiência demográfica	20.161	-
Perda (ganho) atuarial gerada(o) pelo rendimento efeito dos ativos	(241.735)	203.079
Variação na restrição de reconhecimento do ativo	37.101	(145.669)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	(28.146)	214
<b>Montante reconhecido no exercício em outros resultados abrangentes</b>	<b>(232.740)</b>	<b>71.424</b>

**g) Composição dos investimentos do plano por segmento:**

	31.12.2025	%	31.12.2024	%
Renda fixa	961.311	84,91%	944.725	84,74%
Investimentos imobiliários	107.909	9,53%	107.835	9,67%
Outros	62.967	5,56%	62.260	5,58%
<b>Total do valor justo dos ativos do plano</b>	<b>1.132.187</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.114.820</b>	<b>100,00%</b>

**h) Premissas atuariais utilizadas: No exercício findo em 31 de dezembro de 2025:**

Especificação	PCA	PACV	Plano Médico	FGTS na aposentadoria
Taxa de desconto	12,18%	12,08%	12,66%	12,11%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	12,18%	12,08%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	5,55%	5,55%	N/A	5,55%
Taxa de inflação esperada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Reajuste de benefício concedido de prestação continuada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Tábua de mortalidade geral	segregada por sexo	segregada por sexo	segregada por sexo	segregada por sexo
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	Grupo Americana	Grupo Americana
Tábua de mortalidade de inválidos	segregada por sexo	segregada por sexo	segregada por sexo	N/A
Taxa de tendência de custos em saúde - projeção de custos e contribuições	N/A	N/A	7,63%	N/A
Crescimento dos custos médicos devido a idade - projeção de custos (HCCTR)	N/A	N/A	3,00%	N/A
Crescimento das contribuições em função da idade - projeção das contribuições	N/A	N/A	1,50%	N/A
Opção de plano para futuros aposentados	N/A	N/A	100,00%	N/A
Taxa de saída de futuros aposentados	N/A	N/A	0,00%	N/A

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Especificação	PCA	PACV	Plano Médico	FGTS na aposentadoria
Taxa de desconto	12,41%	12,15%	12,95%	12,23%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	12,41%	12,15%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	5,55%	5,55%	N/A	5,55%
Taxa de inflação esperada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Reajuste de benefício concedido de prestação continuada	4,50%	4,50%	N/A	N/A
Tábua de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	Grupo Americana	Grupo Americana
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 Masculina	AT-49 Masculina	AT-49 Masculina	N/A
Taxa de tendência de custos em saúde - projeção de custos e contribuições	N/A	N/A	7,63%	N/A
Crescimento dos custos médicos devido a idade - projeção de custos	N/A	N/A	3,00%	N/A
Crescimento das contribuições em função da idade - projeção das contribuições	N/A	N/A	1,50%	N/A
Opção de plano para futuros aposentados	N/A	N/A	100,00%	N/A
Taxa de saída de futuros aposentados	N/A	N/A	0,00%	N/A

**i) Estimativa da despesa para o exercício de 2026:**

	2026
Custo dos serviços correntes	367
Custos dos juros das obrigações com benefício pós-emprego	171.939
Rendimento esperado dos ativos do plano	(130.063)
<b>Total</b>	<b>42.263</b>

**j) Análise de sensibilidade das premissas atuariais:** Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, a Companhia realizou análise de sensibilidade das premissas atuariais considerando uma variação de 0,50%. O resultado da análise quantitativa em 31 de dezembro de 2025 está demonstrado a seguir:

	PCA	PACV	Plano Médico	Plano FGTS
<b>Obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2025</b>	<b>786.843</b>	<b>267.474</b>	<b>264.288</b>	<b>10.064</b>
Taxa de desconto (+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)
Impacto na obrigação do benefício definido	(31.030)	33.687	(10.631)	11.549
<b>Total da obrigação do benefício definido</b>	<b>755.813</b>	<b>820.530</b>	<b>256.843</b>	<b>279.023</b>
<b>Outras informações sobre as obrigações atuariais:</b> Em 31 de dezembro de 2025, a segregação da obrigação atuarial entre ativos e inativos é de R\$ 29.024 e R\$ 317.021, respectivamente. Conforme laudo atuarial, o valor esperado de contribuições da Companhia para o exercício de 2026 é de R\$ 44.899. A duração média da obrigação do plano de benefício definido no final do exercício de 2025 é de 10 anos (10 anos em 31 de dezembro de 2024).				

**17. Provisão para processos judiciais e outros riscos:** A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões trabalhistas, cíveis, tributárias, ambientais, regulatórias e outros assuntos. Provisões são reconhecidas quando há uma obrigação presente (formalizada ou não formalizada) como resultado de evento passado, é provável que será necessária uma saída de recursos econômicos para liquidar a obrigação, e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação. Uso de estimativas: A avaliação da probabilidade de perda por parte dos assessores jurídicos da Companhia inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. O cálculo dos montantes provisionados é realizado com base em valores estimados e na opinião dos assessores jurídicos internos e externos, responsáveis pelos processos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião de seus consultores legais, foram provisionados todos os processos judiciais cuja probabilidade de perda foi estimada como provável.

**17.1 Contingência com risco provável:** As provisões para processos judiciais e outros e respectivos depósitos judiciais estão compostas da seguinte forma:

	Nota	31.12.2024	Adição	Reversão	Atualização mo-netária	Paga-mentos	31.12.2025	31.12.2025	31.12.2024
Trabalhistas	17.1.1	347.182	18.728	(13.564)	25.889	(23.100)	355.135	81.149	82.190
Cíveis	17.1.2	421.064	337.177	(134.704)	129.475	(272.152)	480.860	14.757	11.656
Fiscais	17.1.3	9.523	42	-	384	-	9.949	-	-
Outras provisões	17.1.4	5.071	-	(5.071)	-	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>782.840</b>	<b>355.947</b>	<b>(153.339)</b>	<b>155.748</b>	<b>(295.252)</b>	<b>845.944</b>	<b>95.906</b>	<b>93.846</b>

**Depósitos vinculados(\*)**

	Nota	31.12.2023	Adição	Reversão	Atualização mo-netária	Paga-mentos	31.12.2024	31.12.2024	31.12.2023
Trabalhistas	17.1.1	363.951	16.166	(22.684)	10.894	(21.145)	347.182	82.190	144.138
Cíveis	17.1.2	374.898	378.230	(146.045)	67.321	(253.330)	421.064	11.656	73.645
Fiscais	17.1.3	26.499	6.298	(8.235)	(12.560)	(2.479)	9.523	-	1.305
Regulatório		22.740	-	(321)	-	(22.419)	-	-	-
Outras provisões/riscos	17.1.4	5.071	-	-	-	-	5.071	-	-
<b>Total</b>		<b>793.149</b>	<b>400.694</b>	<b>(177.285)</b>	<b>65.655</b>	<b>(299.373)</b>	<b>782.840</b>	<b>93.846</b>	<b>219.088</b>

(\*) Os respectivos saldos correspondem aos depósitos judiciais vinculados aos processos classificados como prováveis pela Companhia em 31 de dezembro de 2025 e 2024. Em 31 de dezembro de 2025 e 2024 encontram-se devidamente registrado no ativo, na rubrica "depósitos vinculados" no total de 325.001 e 315.309, respectivamente.

As estimativas de encerramento das discussões judiciais, divulgadas nos itens a seguir, podem não ser realizadas nos períodos estimados devido ao andamento futuro dos processos. As contingências prováveis estão classificadas no passivo não circulante da Companhia. **17.1.1 Processos trabalhistas:** A Companhia mantém em 31 de dezembro de 2025, 611 processos com prognóstico provável, (643 em 31 de dezembro de 2024), compostos por ações de natureza trabalhista (empregados próprios e terceirizados) e previdenciária. As ações envolvem, em sua maioria, pedidos de vínculo de emprego com a Companhia, nos processos de terceirizados e, consequente equiparação aos direitos dos empregados da Companhia ou eventuais verbas inadimplidas por seus empregadores. **17.1.2 Processos cíveis:** Grande parte da provisão está vinculada a processos relacionados a pedidos de ressarcimento por reajuste tarifário supostamente legal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juzizados especiais, ações judiciais envolvendo pedido de indenização por danos causados em razão de oscilação na tensão e fornecimento de energia elétrica, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores. No saldo total de processos cíveis em 31 de dezembro de 2025, está contemplado o montante de R\$ 3.404 referente as ações indenizatórias individuais relacionadas ao evento climático, conforme detalhado na nota explicativa nº 17.2.1 (c). **17.1.3 Processos fiscais:** O principal risco fiscal o qual a Companhia está exposta é: Auto de Infração e Execução Fiscal apresentados pelo Estado do Rio de Janeiro para cobrança de ICMS, relativos ao período de dezembro de 1996 a março de 1999, sob o argumento de que os bens adquiridos para o ativo fixo não estavam relacionados à atividade fim da Companhia. A Companhia provisionou equivalente a 40% e 20% dos autuções fiscais, isto é, no valor atualizado em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 7.371 para o auto de infração, sendo o valor total de R\$ 18.428, (R\$ 7.106 e R\$ 17.765 em 31 de dezembro de 2024) e de R\$ 674 para a execução fiscal, sendo valor total de R\$ 3.368 (R\$ 646 e R\$ 3.205 em 31 de dezembro de 2024), respectivamente. **17.1.4 Outras provisões:** A Companhia realizou o reconhecimento da provisão para o fundo de transição, um plano que visa a aceleração da transformação energética através da digitalização, modernização e automação do seu modelo de negócio. Criando assim, valores sustentáveis e compartilhados. Este processo de digitalização conduziu a Companhia e seus colaboradores a novos modelos de trabalho e operação, bem como o desenvolvimento de novas competências, conhecimentos e maiores oportunidades de tornar seus processos ainda mais eficientes e eficazes. Com a conclusão do processo de digitalização, a Companhia reverteu o valor originalmente provisionado, no montante de R\$ 5.071, considerando custos médios mais eficientes em relação a projeção considerada inicialmente. **17.2 Contingência com risco possível:** A Companhia está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por esse motivo, nenhuma provisão sobre eles foi constituída. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos internos e externos da Companhia. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

	Nota	31.12.2025	31.12.2024
Trabalhistas		320.214	1.253.299
Cíveis	17.2.1	1.814.472	1.253.299
Fiscais	17.2.2	1.410.778	1.379.495
Juzizados especiais		326.930	453.515
Regulatórias	17.2.3	64.895	57.248
<b>Total</b>		<b>3.937.289</b>	<b>3.795.645</b>

**17.2.1 Processos cíveis: (a) ENDICON – Indenização por perdas e danos em função de rescisão contratual:** a empreiteira, ex-fornecedora da Companhia, demanda indenização pela rescisão contratual. Alega que uma sucessão de juízes federais capital do estado do Rio de Janeiro, sob o fundamento de que o pedido ultrapassava a região de Niterói, visto que a concessão da Companhia abrange 66 municípios. A Juíza da 35ª Vara Federal do Rio de Janeiro/ RJ declinou da competência e suscitou conflito negativo de competência ao Tribunal Regional Federal da 2ª Região, a quem caberá decidir qual juízo será o competente para julgar o caso. O Ministério Público opinou pela competência da Vara da Capital, mas ainda não há definição pelo Tribunal. O valor envolvido é indeterminado. Não há decisão judicial sobre o pedido de liminar, nem houve julgamento do mérito da ação. O valor envolvido na ação é indeterminado.

**(b) Ação Cível Pública Paraty:** Trata-se de ação civil pública ajuizada pelo Município de Paraty em 28 de dezembro de 2005, alegando má qualidade do fornecimento de energia no Município. O processo determina a modernização da rede que serve o Município e está em fase de execução de sentença. Atualmente, o caso encontra-se suspenso para buscar tratativas de acordo. O valor envolvido no processo é indeterminado.

**(c) Ações indenizatórias Evento climático:** Em decorrência do evento climático do dia 18 de novembro de 2023, encontram-se ativas em 31 de dezembro de 2025, 1.207 ações individuais e 18 ações coletivas ajuizadas por representantes Municipais, Ministério Público e Associação, nas quais são pleiteadas medidas liminares para providências de atendimento da distribuidora e fornecimento de informações e, ao final, a manutenção das medidas de atendimento bem como a condenação ao pagamento de valores a título de danos morais e materiais individuais e coletivos a serem apurados em momento processual oportuno, ou seja, quando ocorrerem decisões e/ou perícias. Dessa forma, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, para as ações individuais citadas, o valor total pedido é de R\$ 31.676 sendo que R\$ 3.404 foram contabilizadas, devido ao risco de perda provável. Quanto às ações coletivas, foram proferidas 2 decisões desfavoráveis de primeira instância, contra as quais a Companhia apresentou recursos, sem que tenham sido enfrentados todos os pontos de defesa e oportunizada a ampla defesa à Enel RJ. Ainda não é possível estimar os valores das causas coletivas, pois estão sujeitas a perícias e decisões para liquidação do valor. **(d) Ação Civil Pública Ministério Público Federal (Renovação da Concessão):** Em 9 de setembro de 2025, o Ministério Público Federal ajuizou ação civil pública contra a Companhia e a ANEEL com pedido de liminar visando suspender o processo administrativo de prorrogação do contrato de concessão, sem licitação, alegando má prestação do serviço. O juiz de Niterói, onde a ação foi ajuizada, declinou da competência do processo e o remeteu a um juiz federal capital do estado do Rio de Janeiro, sob o fundamento de que o pedido ultrapassava a região de Niterói, visto que a concessão da Companhia abrange 66 municípios. A Juíza da 35ª Vara Federal do Rio de Janeiro/ RJ declinou da competência e suscitou conflito negativo de competência ao Tribunal Regional Federal da 2ª Região, a quem caberá decidir qual juízo será o competente para julgar o caso. O Ministério Público opinou pela competência da Vara da Capital, mas ainda não há definição pelo Tribunal. O valor envolvido é indeterminado. Não há decisão judicial sobre o pedido de liminar, nem houve julgamento do mérito da ação. O valor envolvido na ação é indeterminado.

...continuação

**AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A**

**18.5 Destinação de resultados:** O estatuto social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido ajustado. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários e/ou intercalares. Na apuração do lucro líquido ajustado para fins de distribuição de dividendos é considerada a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, relativos à reserva de reavaliação reconhecida em exercícios anteriores à data de transição. Dessa forma, o incremento nas despesas de depreciação e baixas, em função do registro da reavaliação, tem efeito nulo na apuração dos dividendos da Companhia. A Companhia pode distribuir juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Artigo 9º, parágrafo 7º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, os quais são dedutíveis para fins fiscais. Os dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos revertidos para a conta de "lucros (prejuízos) acumulados" para nova destinação, conforme previsto na legislação societária.

	31.12.2025	31.12.2024
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(9.034)	670.153
(-) Reserva legal	-	(33.508)
(+) Dividendos prescritos	23	8
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício ajustado</b>	<b>(9.011)</b>	<b>636.653</b>
Dividendo mínimo obrigatório	-	(159.163)
Outros resultados abrangentes (benefício pós-emprego)	(153.608)	47.140
Reserva para reforço de capital de giro	-	(524.630)
Absorção pela reserva de reforço capital de giro	162.619	-
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

**Aprovação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2024:** Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária - AGOE realizada em 28 de abril de 2025 foram aprovadas as demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, considerando que a Companhia registrou lucro passível de distribuição no montante de R\$ 670.153, adicionado o valor de R\$ 8, referente à reversão dos dividendos prescritos, subtraído o montante de R\$ 33.508, referente à reserva legal, totalizou o lucro líquido ajustado no montante de R\$ 636.653, que foi destinado da seguinte forma: dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ R\$159.163, correspondentes a 25% (vinte e cinco por cento) do total do lucro líquido ajustado, R\$477.490, acrescido o valor de R\$47.140 correspondente ao resultado de benefício pós-emprego, totalizando o valor de R\$524.630 será destinado a destinado a reserva de reforço de capital de giro da Companhia, nos termos do art. 28, II, d, do Estatuto Social. **18.6 Dividendos a pagar:** Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui saldo de dividendos a pagar, no montante de R\$ 236.643. O referido saldo será liquidado conforme disponibilidade de caixa da Companhia e não é prevista incidência de qualquer atualização monetária.

	31.12.2025	31.12.2024
<b>Saldo inicial</b>	<b>236.821</b>	<b>77.666</b>
<b>Efeito não caixa</b>		
Dividendos prescritos	(23)	(8)
Dividendo mínimo obrigatório	-	159.163
<b>Efeito caixa</b>		
Dividendos pagos	(155)	-
<b>Saldo final</b>	<b>236.643</b>	<b>236.821</b>

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

	2025	2024
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(9.034)	670.153
Número de ações	383.247.631	277.518.050
<b>Número de ações (média ponderada)</b>	<b>(0,0236)</b>	<b>2,4148</b>

**20. Receita líquida:** A receita pode ser originada de um contrato com cliente ou outros tipos de receita, incluindo somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos, portanto, não estão apresentadas nas demonstrações de resultado. O reconhecimento da receita originada de um contrato com cliente ocorre conforme CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente ("CPC 47") e é composto por cinco passos, cujos valores devem refletir contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens ou serviços a um cliente. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização. As receitas são reconhecidas no momento em que o controle é transferido ao cliente, que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. Os faturamentos ocorrem em períodos bem próximos às entregas e prestação de serviços, portanto, não são esperadas alterações significativas nos preços das transações a serem reconhecidas em receitas de períodos posteriores à satisfação de obrigação de desempenho.

	2025		2024	
	Número de unidades consumidoras (*)	MWh (*)	Número de unidades consumidoras (*)	MWh (*)

**Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica**

Classe de consumidores	2025		2024	
	Número de unidades consumidoras (*)	MWh (*)	Número de unidades consumidoras (*)	MWh (*)
Residencial	2.932.444	4.927.151	3.670.194	2.877.559
Industrial	3.085	88.014	601.279	3.526
Comercial	143.102	1.048.817	1.917.090	141.046
Rural	63.895	123.183	229.159	64.161
Poder público	13.678	430.309	712.899	14.518
Iluminação pública	2.432	499.595	270.205	2.563
Serviço público	3.235	69.022	178.647	3.258
Suprimento e revenda	13	411.226	58.399	12
Transferência para atividades de distribuição	-	-	(4.544.332)	-
<b>Total faturado</b>	<b>3.161.887</b>	<b>7.597.316</b>	<b>3.093.540</b>	<b>3.106.643</b>

**Outras receitas originadas de contratos com clientes**

	2025	2024
Fornecimento não faturado	-	-
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (cativo)	-	842.789
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	-	4.544.332
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD - consumidores cativos e livres	4.531	3.915.627
<b>Total de receitas originadas de contratos com clientes</b>	<b>3.166.418</b>	<b>11.512.943</b>

**Outras receitas**

	2025	2024
Subvenção de recursos da CDE	-	494.239
Subvenção baixa renda	-	339.708
Ativo e passivo financeiro setorial	-	1.318.567
Atualização do ativo financeiro da concessão	-	346.045
Receita de construção	-	1.691.387
Outras receitas	-	391.876
<b>Total de outras receitas</b>	<b>3.166.418</b>	<b>4.581.822</b>

**Receita operacional bruta**

	2025	2024
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>3.166.418</b>	<b>11.512.943</b>
<b>Deduções da receita</b>		
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE	-	(76.785)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	(1.115.033)
Encargos do consumidor - CCRBT	-	(218.752)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TSEE	-	(10.744)
ICMS	-	(2.316.441)
COFINS	-	(743.234)
PIS	-	(161.360)
ISS	-	(5.202)
<b>Total deduções da receita</b>	<b>3.166.418</b>	<b>4.647.551</b>
<b>Total</b>	<b>3.166.418</b>	<b>11.512.943</b>

(\*) Não auditado pelos auditores independentes.

**20.2 Receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica:** Os serviços de distribuição de energia elétrica estão suportados pelos contratos de adesão (consumidores de baixa tensão) e contratos de compra de energia regulada para consumidores de média e alta tensão. A medição é realizada conforme calendário de leitura estabelecido pela Companhia e o cumprimento da obrigação de desempenho se dá através da entrega de energia elétrica, ocorrida em um determinado período. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado mensalmente de acordo com esse calendário, sendo a receita registrada pelo valor justo da contraprestação a ser recebida quando as faturas são emitidas, utilizando as tarifas de energia homologadas pela ANEEL. Com a finalidade de adequar o consumo ao período de competência, os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa - vide nota explicativa nº 20.4. **20.3 Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):** A receita de Fornecimento de Energia e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) são reconhecidas quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia. As receitas são mensuradas com base na contraprestação especificada no contrato com o cliente (consumo de energia, demanda contratada e/ou uso do sistema de distribuição). Estas receitas são reconhecidas quando é transferido o controle sobre o produto ou serviço ao cliente, ou seja, quando a energia é entregue ao cliente consumidor e/ou quando o consumidor utiliza o sistema de distribuição. A Companhia reconhece a receita pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos) e o valor justo da contraprestação é calculada conforme tarifa de uso do sistema (TUSD), a qual é definida pela ANEEL. Esta receita é constituída pela compensação dos custos relativos ao uso do sistema de distribuição que estão inseridos na TUSD. A receita pela disponibilidade da rede elétrica é registrada de forma líquida das compensações pagas aos consumidores, relativas aos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. Tais indicadores refletem a qualidade da infraestrutura da rede de energia elétrica de distribuição prestada aos clientes (livre e cativo). Indacam 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 aos clientes através de crédito na fatura, em até dois meses após a ocorrência. **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses. **20.5 Receita de construção:** A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e interpretação **20.4 Receita não faturada:** O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição

...continuação

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A

Nota	Balancos patrimoniais		Resultado		Outros resultados abrangentes		Ativo	Categoria	Nível (a)	31.12.2025		31.12.2024		
	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024	2025	2024				Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
<b>Tributos diferidos ativos:</b>														
	519.924	365.208	154.716	104.434	-	-	Caixa e equivalentes de caixa	Custo amortizado	2	316.498	316.498	421.090	421.090	
	4.513	3.565	948	83	-	-	Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio do resultado	2	137	137	122	122	
	915.364	925.081	(9.717)	615.622	-	-	Contas a receber de clientes	Custo amortizado	2	2.750.908	2.750.908	2.762.684	2.762.684	
	287.621	264.441	23.100	(3.506)	-	-	Créditos a receber - subvenção e outros	Custo amortizado	2	152.837	152.837	188.024	188.024	
	287.491	208.360	-	-	79.132	(24.284)	Depósitos vinculados	Custo amortizado	2	325.001	325.001	315.309	315.309	
	512	-	512	(84.419)	-	-	Ativo financeiro setorial	Custo amortizado	2	520.184	520.184	-	-	
	-	956	-	-	(956)	(15.889)	Ativo contratual (infraestrutura em construção)	Valor justo por meio do resultado	3	1.045.643	1.045.643	950.857	950.857	
	22.534	11.100	11.434	11.100	-	-	Ativo financeiro indenizável (concessão)	Valor justo por meio do resultado	3	9.727.199	9.727.199	8.348.889	8.348.889	
	58.487	-	58.487	-	-	-	Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	-	-	76.903	76.903	
	42.684	62.330	(19.646)	62.330	-	-	<b>Total do ativo</b>				<b>14.838.407</b>	<b>14.838.407</b>	<b>13.063.878</b>	<b>13.063.878</b>
	8.690	9.432	(84.276)	-	-	-	<b>Passivo</b>							
	<b>2.147.820</b>	<b>1.850.443</b>	<b>219.202</b>	<b>641.368</b>	<b>78.176</b>	<b>(40.173)</b>	Fornecedores	Custo amortizado	2	2.156.541	2.156.541	1.345.459	1.345.459	
							Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Custo amortizado	2	4.191.277	4.194.238	4.055.223	4.024.976	
							Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	Custo amortizado	2	177.588	177.588	681.091	674.319	
							Obrigações por arrendamentos	Custo amortizado	2	172.178	172.178	127.816	127.816	
							Consumidores - desconto CDE	Custo amortizado	2	94.306	94.306	-	-	
							Passivo financeiro setorial	Custo amortizado	2	-	-	314.511	314.511	
							Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	2	3.664	3.664	13.100	13.100	
							Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	-	-	17.305	17.305	
							<b>Total do passivo</b>			<b>6.795.554</b>	<b>6.798.515</b>	<b>6.554.505</b>	<b>6.517.486</b>	

23.1 Em dezembro de 2024, a Companhia amparada nas avaliações de seus assessores legais registrou (i) imposto a compensar no montante de R\$ 78.783, de saldo negativo referente a reapuração do ano de 2022 e 1º e 2º trimestres do ano de 2023, e (ii) R\$ 536.631 de tributo diferido ativo referente a reapuração dos anos de 2021 e 2024, ambos relacionados com a exclusão da atualização financeira da Taxa SELIC sobre o indébito tributário, referido na nota explicativa nº 15, em razão do posicionamento do Supremo Tribunal Federal - STF, no sentido de que não incidem IRPJ e CSLL sobre a parcela da Taxa SELIC na repetição de débitos tributários (Tema 962). A Companhia em 2024, após discussões setoriais e pareceres jurídicos reavaliou o êxito obtido em ação judicial acerca do tema. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, referente ao imposto a compensar, a Companhia registrou R\$ 26.933 de atualização financeira. Quanto ao tributo diferido ativo, não ocorreram compensações. **Uso de estimativas:** Com base no estudo técnico de geração de lucros tributários futuros e estimativas da Administração, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia estima lucros tributáveis futuros suficientes para que todas as diferenças temporárias, créditos e prejuízos tributários reconhecidos em 31 de dezembro de 2025 possam ser utilizados. A compensação integral do saldo do imposto diferido ativo sobre a totalidade dos prejuízos fiscais nos próximos exercícios é estimada da seguinte forma:

	2028	2029	2030	2031 a 2033	2034 a 2036	2037 a 2039	2040 a 2043	Total
	14.762	61.336	42.399	168.072	171.547	305.622	151.626	915.364

Os valores reconhecidos correspondem às melhores estimativas da Administração, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento tributário. A Companhia prepara anualmente seu plano estratégico para os anos seguintes, no qual projeta os resultados operacionais e financeiros futuros para a Companhia, baseados numa visão macroeconômica que leva em consideração aspectos como crescimento econômico do país onde a Companhia possui operações, taxa básica de juros, inflação, índice de alavancagem, demanda por seus produtos, serviços, etc. Tais projeções, formam parte de um grande processo realizado pelo Grupo Enel para definição de suas estratégias globais e são apresentados ao mercado anualmente. Com base nessas projeções, são realizados estudos técnicos de viabilidade de realização dos créditos fiscais diferidos da Companhia. O estudo de realização dos créditos fiscais diferidos é realizado considerando a capacidade de absorção anual projetada das diferenças temporárias e do prejuízo fiscal acumulado, observada na estimativa de lucros tributáveis futuros, juntamente com suas estratégias de planejamento tributário. A Administração entende que a presente estimativa é consistente com seu plano de negócio, à época da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos. As premissas utilizadas para o estudo técnico estão detalhadas na nota explicativa nº 10.3. **24. Transações com partes relacionadas:** Os contratos celebrados entre partes relacionadas são submetidos à anuência prévia ou posteriori da ANEEL, de acordo com o Módulo V da Resolução Normativa nº 948/2021. 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 2025 e 2024. A seguir são apresentados os saldos a receber e a pagar, e as receitas e despesas das transações, com efeito líquido por parte relacionada, envolvendo a controladora e demais empresas com controle comum. **24.1 Controladora (Enel Brasil):**

	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024
<b>Natureza da operação</b>	<b>Vigência</b>	<b>Passivo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Despesas (despesas)</b>
Dividendos a pagar	Dezembro de 2025	(236.643)	(236.821)	-
Compartilhamento de infraestrutura	Março de 2029	(18.990)	(21.761)	(10.658)
Compartilhamento de recursos humanos	Fevereiro de 2024	(27.827)	-	(14.939)
Mútuo	Vide nota 14	(1.479.746)	(3.772.318)	(660.452)
Prestação de serviços técnicos e gestão	Dezembro de 2025	(243.191)	(138.242)	(80.748)
Contratos de Prestação de Serviços Técnicos de TI	Junho de 2030	(119.779)	(104.492)	(633)
Comissão de fiança	Fevereiro de 2025	-	(297)	(90)
Contrato de Prestação de Serviços Técnicos Administrativos, Financeiros e de Suporte Contábil	Fevereiro de 2030	(4.694)	-	(4.694)
<b>Total</b>		<b>(2.130.870)</b>	<b>(4.273.931)</b>	<b>(772.214)</b>

24.2 Empresas de controle comum

	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024
<b>Natureza da operação</b>	<b>Vigência</b>	<b>Ativo (passivo)</b>	<b>Ativo (passivo)</b>	<b>Receitas (despesas)</b>
Benefício pós-emprego	Até o final da concessão	(346.046)	(212.839)	47.970
Fundação Ampla de Seguridade Social - BRASILETROS		(346.046)	(212.839)	47.970
<b>Suprimento de energia - CCEAR</b>				
EGP Cabeça de Boi S.A.	Até dezembro de 2047	(135)	(161)	(1.191)
EGP Fazenda S.A.	Até dezembro de 2047	(101)	(119)	(797)
EGP Morro do Chapéu I Eólica	Até dezembro de 2047	(147)	(181)	(1.561)
EGP Morro do Chapéu II Eólica	Até dezembro de 2047	(160)	(190)	(1.449)
EGP Mourão S.A.	Até janeiro de 2046	(28)	(24)	(307)
EGP Paranapanema S.A.	Até janeiro de 2046	(98)	(84)	(1.088)
EGP Salto Apiaçás S.A.	Até dezembro de 2047	(222)	(266)	(1.964)
EGP Ventos Santa Angela 01		(158)	(199)	(1.511)
EGP Ventos Santa Angela 02		(164)	(205)	(1.561)
EGP Ventos Santa Angela 03		(160)	(202)	(1.533)
EGP Ventos Santa Angela 04		(152)	(194)	(1.469)
EGP Ventos Santa Angela 05		(161)	(205)	(1.557)
EGP Ventos Santa Angela 06		(164)	(206)	(1.569)
EGP Ventos Santa Angela 07		(118)	(148)	(1.125)
EGP Ventos Santa Angela 08		(147)	(187)	(1.417)
EGP Ventos Santa Angela 09		(143)	(183)	(1.390)
EGP Ventos Santa Angela 10	Até dezembro de 2042	(138)	(176)	(1.334)
EGP Ventos Santa Angela 11		(131)	(167)	(1.263)
EGP Ventos Santa Angela 14		(138)	(175)	(1.325)
EGP Ventos Santa Angela 15		(154)	(194)	(1.478)
EGP Ventos Santa Angela 17		(151)	(191)	(1.447)
EGP Ventos Santa Angela 19		(140)	(177)	(1.345)
EGP Ventos Santa Angela 20		(158)	(199)	(1.512)
EGP Ventos Santa Angela 21		(138)	(175)	(1.331)
EGP Ventos Santa Esperança 13		(106)	(126)	(962)
EGP Ventos Santa Esperança 15		(104)	(124)	(948)
EGP Ventos Santa Esperança 17		(96)	(117)	(896)
EGP Volta Grande S.A.	Até fevereiro de 2047	(688)	(716)	(9.348)
EGP Zeus II-Deflina VIII	Até dezembro de 2042	(154)	(189)	(1.433)
Enel Trading Brasil S.A.	Até dezembro de 2026	(1.008)	(1.103)	(14.710)
<b>Total</b>		<b>(5.712)</b>	<b>(6.582)</b>	<b>(60.816)</b>

	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024
<b>Compra e venda de estoque</b>				
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	Até dezembro de 2025	-	(1.176)	-
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Até agosto de 2027	(4.100)	-	(40.640)
<b>Comissão (propaganda e publicidade - venda em fatura de energia)</b>		<b>(4.100)</b>	<b>(1.176)</b>	<b>(40.640)</b>

	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024
<b>Compartilhamento de recursos humanos</b>				
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.		2.928	2.928	-
Enel Green Power Volta Grande S.A.		781	781	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	Fevereiro de 2024	(170)	(170)	-
Companhia Energética do Ceará - COELCE		2.404	2.404	-
<b>Total</b>		<b>5.943</b>	<b>5.943</b>	<b>-</b>

	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024
<b>Repasse de custos</b>				
Enel X Brasil S.A.	Até maio de 2028	-	(498)	-
<b>Total</b>			<b>(498)</b>	<b>-</b>

	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024
<b>Compartilhamento de infraestrutura</b>				
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	Março de 2029	(2.315)	(571)	(1.744)
<b>Total</b>		<b>(2.315)</b>	<b>(571)</b>	<b>(1.744)</b>

	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024
<b>Reembolso de despesas de viagens</b>				
Endesa S.A.	Até dezembro de 2025	(239)	(237)	-
<b>Total</b>		<b>(239)</b>	<b>(237)</b>	<b>-</b>

	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024
<b>Reembolso expatriados</b>				
Enel Italia SPA		-	(653)	-
Enel North America INC		-	-	303
Enel Grids S.r.l.	Até dezembro de 2025	(609)	-	(27)
Enel Endesa S.A.		-	(6)	444
Enel SPA		547	-	(249)
Enel Global Infrastructure And Networks S.r.l.		-	(932)	(371)
<b>Total</b>		<b>(62)</b>	<b>(1.588)</b>	<b>(33)</b>

	31.12.2025	31.12.2024	2025	2024
<b>Mútuo</b>				
EGP Cachoeira Dourada S.A.		-	(46.309)	(9.438)
Enel CIEN S.A.	Vide nota 14	(219.884)	(236.591)	(37.405)
Enel Finance International NV		(219.884)	(586.381)	(2.815)
<b>Total</b>		<b>(581.166)</b>	<b>(813.926)</b>	<b>(49,322)</b>

**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 condicional, de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 do Módulo V da Resolução Normativa ANEEL nº 948/2021 e reembolso do compartilhamento de recursos humanos entre as partes relacionadas, conforme Despacho nº 1.373, publicado em 16 de maio de 2025. A contabilização da despesa/receita de compartilhamento é efetuada na rubrica de origem. **Mútuos:** As informações sobre os contratos de mútuos, encontram-se detalhadas nos quadros da nota explicativa nº 14. **Remuneração da Administração:** A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, encontra-se disposta no quadro abaixo. A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	2025	2024
Benefício de curto prazo (salários, encargos, benefícios, bônus)	3.798	2.395
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	278	232
<b>Total</b>	<b>4.376</b>	<b>2.627</b>

**25. Objetivos e políticas para gestão do risco financeiro: Considerações gerais:** A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e oportunidades/condições de cobertura no mercado. **25.1 Instrumentos financeiros: 25.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros:** Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são como segue:

	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e equivalentes de caixa	316.498	316.498
Títulos e valores mobiliários	137	122
Contas a receber de clientes	2.750.908	2.762.684
Créditos a receber - subvenção e outros	152.837	188.024
Depósitos vinculados	325.001	315.309
Ativo financeiro setorial	520.184	-
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	1.045.643	950.857
Ativo financeiro indenizável (concessão)	9.727.199	8.348.889
Instrumentos financeiros derivativos	-	76.903
<b>Total do ativo</b>	<b>14.838.407</b>	<b>14.838.407</b>

**Passivo**

	31.12.2025	31.12.2024
Fornecedores	2.156.541	1.345.459
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	4.191.277	4.055.223
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	177.588	681.091
Obrigações por arrendamentos	172.178	127.816
Consumidores - desconto CDE	94.306	-
Passivo financeiro setorial	-	314.511
Instrumentos financeiros derivativos	3.664	13.100
Instrumentos financeiros derivativos	-	17.305
<b>Total do passivo</b>	<b>6.795.554</b>	<b>6.517.486</b>

(a) Conforme detalhado na nota explicativa 25.2 Hierarquia do valor justo. **Uso de estimativas:** As aplicações financeiras classificadas como (i) Caixa e equivalente de caixa; e (ii) Títulos e valores mobiliários, são registradas inicialmente pelo seu valor justo e atualizadas por amortização de principal e correção de rendimentos com base na curva da taxa DI apurada no período, conforme definido na contratação. Todas as aplicações da companhia são vinculadas a índice financeiro pós fixados, portanto não é esperada alteração significativa entre o valor contábil e o valor justo. As aplicações financeiras (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados. As operações de derivativos, quando realizadas, são para proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos que possuem *investment grade* (escalas locais das principais agências de riscos) com "expertise" necessária para as operações, evitando-se a contratação de derivativos especulativos. A operação com instrumento derivativo é mensurada por meio de modelo de precificação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. O valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto. Para as rubricas empréstimos, financiamentos e debêntures, o método

...continuação

**AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A**

seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros: **(b.1) Risco de crédito:** Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento dos valores futuramente a seus clientes ou do descumprimento das obrigações contratuais por parte de uma contraparte em um instrumento financeiro. No caso de transações financeiras, existem políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes. Essas políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (*rating*) e valor do patrimônio líquido da contraparte. O risco é basicamente proveniente de: (i) contas a receber de clientes; (ii) equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo; (iii) ativo financeiro setorial; (iv) ativo contratual (infraestrutura em construção); e (v) ativo financeiro da concessão. O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima ao risco do crédito na data de 31 de dezembro de 2025 é:

	Nota	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e equivalentes de caixa	b.1.1	316.498	421.090
Títulos e valores mobiliários	b.1.1	137	122
Contas a receber de clientes	b.1.2	2.750.908	2.762.684
Depósitos vinculados	b.1.1	325.001	315.309
Ativo financeiro setorial	b.1.3	970.773	280.651
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	b.1.3	1.045.643	950.857
Ativo financeiro indenizável (concessão)	b.1.3	9.727.199	8.348.889
Instrumentos financeiros derivativos	b.1.4	3.664	46.498
<b>Total</b>		<b>15.139.923</b>	<b>13.126.100</b>

Os saldos apresentados anteriormente estão líquidos das respectivas perdas esperadas com crédito de liquidação duvidosa (nota explicativa nº 6). No caso dos créditos com consumidores, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A perda esperada para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber. Os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis são considerados como bastante reduzidos, visto que os contratos firmados asseguraram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente a custos não recuperados por meio de tarifa. **(b.1.1) Caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e depósitos vinculados:** O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, sendo os principais instrumentos financeiros representados por CDB's (Certificados de Depósitos Bancários) e operações compromissadas. Os investimentos têm alta liquidez, sendo prontamente conversíveis em recursos disponíveis de acordo com as necessidades de caixa da Companhia. As aplicações financeiras da Companhia buscam rentabilidade compatíveis com as variações do CDI. Dada à natureza e característica das aplicações financeiras, já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado. Em 31 de dezembro de 2025, 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).

Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários	31.12.2025	31.12.2024
AAA	256.431	407.987
AA	796	4.405
AA+	-	1.808
<b>Total</b>	<b>257.187</b>	<b>414.200</b>
Instrumentos financeiros derivativos	31.12.2025	31.12.2024
AAA	3.664	16.813
AA-	-	29.685
<b>Total</b>	<b>3.664</b>	<b>46.498</b>

**(b.1.2) Consumidores, revendedores e contas a receber de acordos:** A Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e por cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão. De acordo com a regulamentação do setor de energia elétrica, a Companhia tem o direito de cortar o fornecimento de energia elétrica dos consumidores que não efetuarem o pagamento das faturas. A Companhia tem executado diversas ações objetivando a redução e combate à inadimplência tais como: negatificação de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte do fornecimento de energia elétrica, cobrança judicial, protesto de clientes junto aos cartórios, contratação de agências de cobranças, envio de cartas de aviso de cobrança e de mensagens via "SMS", e-mail e "URA" (Unidade de Resposta Auditável). Adicionalmente, foi lançado o portal de negociação e realização de negociações através de feirões e do *call center*. A Companhia utiliza uma solução de análise preditiva (*"Predictive Analytics"*) possibilitando avaliar a propensão de pagamento de acordo ao perfil de cada cliente, para definir a melhor estratégia de cobrança. Além disso, a Companhia tem buscado novos mecanismos de pagamento de forma a facilitar o pagamento das faturas, como o uso do Cartão de Crédito e Carteiras Digitais, bem como realiza campanhas periódicas de incentivo ao cadastro na fatura digital e débito automático. A área de Controle de Riscos da Companhia monitora o saldo de contas a receber, utilizando uma ferramenta de monitoramento de crédito. As informações geradas por essa ferramenta são reportadas mensalmente à diretoria por meio de um relatório de riscos, assegurando que a alta gestão esteja constantemente atualizada sobre o perfil de inadimplência e as ações corretivas necessárias. **(b.1.3) Ativo financeiro setorial, ativo contratual (infraestrutura em construção) e ativo financeiro da concessão:** A Administração da Companhia considera bastante reduzidos os riscos de crédito, visto que os contratos firmados asseguraram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente: (i) referente a custos não recuperados por meio de tarifa (ativo financeiro setorial); e (ii) referente aos investimentos em curso e efetuados em infraestrutura e que não foram amortizados até o vencimento da concessão (ativo contratual e ativo financeiro da concessão). **(b.1.4) Operação com instrumentos financeiros derivativos:** A Companhia aplica o risco de crédito para todas as operações de swap vigentes, que é calculado individualmente por banco e por Companhia. **(b.2) Gerenciamento de capital:** A Companhia controla sua estrutura de capital de acordo com as condições macroeconômicas, de forma a possibilitar o pagamento de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro em outros instrumentos monetários que julgar necessário. A Companhia também monitora constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira. De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos e/ou aumentar o capital através de emissão de novas ações. A estrutura de capital da Companhia encontra-se demonstrada no quadro a seguir:

	31.12.2025	31.12.2024
Empréstimos e financiamentos	4.368.865	4.736.314
Instrumentos financeiros derivativos	3.664	(46.498)
<b>Dívida</b>	<b>4.372.529</b>	<b>4.689.816</b>
Caixa e equivalentes de caixa	(316.498)	(421.090)
Títulos e valores mobiliários	(137)	(122)
<b>Dívida líquida (a)</b>	<b>4.055.894</b>	<b>4.268.604</b>
Patrimônio líquido (b)	9.884.098	8.442.090
<b>Índice de endividamento líquido (a/(a+b))</b>	<b>29.10%</b>	<b>33.58%</b>

O Índice de endividamento em 31 de dezembro de 2025 e 2024, calculados pela razão entre 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 hedge de risco financeiro em outros instrumentos monetários da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições. A área de Controle de Riscos da Companhia monitora o gerenciamento do fluxo de caixa, de forma consolidada a nível Brasil, através de procedimentos regidos pela política de controle de risco financeiro, onde há limite anual estabelecido para verificar o nível mínimo de caixa para assegurar dos recursos financeiros. As informações geradas são reportadas mensalmente à diretoria por meio de um relatório de riscos, assegurando que a alta gestão esteja constantemente atualizada sobre o desempenho do fluxo de caixa e as ações corretivas necessárias. A Companhia apresentou uma caixa positiva gerada 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 operação financeira em outros instrumentos monetários em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 80.000. Adicionalmente, a Companhia tem acesso direto a linha de crédito compartilhada, contratada pela Enel Brasil com banco de primeira linha, no valor máximo de R\$ 400.000 para a distribuidora. A Companhia conta com o apoio financeiro do Grupo Enel, por meio da Enel Finance International (EFI), da Enel Brasil e de várias de suas subsidiadas, que disponibilizaram recursos para financiar investimentos e capital de giro, de acordo com as anuências prévias da ANEEL, conforme Despachos nºs 2.979/2018, 1.923/2020, 647/2021, 902/2021 e 3.754/2021. A Companhia solicitou ao Regulador autorização para renovação das operações de mútuos financeiros que vencem em 2025, com a intenção de manter o suporte financeiro direto do controlador (sempre que for mais vantajoso que outras opções a mercado) para 2025 e anos posteriores. Contudo, em 21 de outubro de 2025, por meio de deliberação de sua Diretoria Colegiada, a ANEEL negou provimento ao Recurso Administrativo interposto pela Enel Distribuição Rio, indeferindo o pedido de anuência prévia quanto ao aditamento e pedido de refinanciamento, com recursos do Grupo Enel, dos contratos de mútuos que venciam em 2025 e que atingiram o limite de prazo de 48 meses. Estes contratos foram integralmente liquidados em 30 de dezembro de 2025, por meio de nova captação em mercado de capitais (notas comerciais) no valor de R\$ 1.800.000 e aumento de capital pelo acionista controlador. Visando à preservação da estabilidade financeira e a continuidade de sua estratégia de gestão financeira, em 16 de dezembro de 2025, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, o aumento do capital social com créditos referentes aos contratos de mútuos com a Enel Brasil no valor de R\$ 1.800.000. A Companhia segue avaliando as opções financeiras para viabilizar o refinanciamento e repêrimento dos mútuos que vencerão em 2026. Para a realização de financiamentos com bancos e captações no mercado de capitais, a Companhia pode utilizar, quando necessário e conveniente, a garantia da Enel Brasil e, eventualmente, de outras empresas do Grupo, requerendo a aprovação da ANEEL, caso necessário, conforme a regulamentação vigente. A capacidade de suporte do Grupo Enel à Companhia é verificada por meio da posição positiva de caixa e liquidez em 31 de dezembro de 2025 dos Controladores, e reforçada pela nota de risco de crédito do Grupo classificada como AAA (bra) pela Fitch. A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros da Companhia, que estão sendo considerados no fluxo de caixa projetado:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três a doze meses	De mais de doze meses	cinco anos	total	
	Nota	12	1.838.007	59.376	197.087	62.071	2.156.541
Fornecedores	-	-	-	-	185.829	-	185.829
Empréstimos e financiamentos - pré fixados	-	-	-	-	2.169.995	500.469	2.683.535
Empréstimos e financiamentos - pós fixados	14	13.071	1.052.479	575.131	1.876.643	-	4.685.324
Empréstimos e financiamentos - partes relacionadas	131.079	117.954	1.052.479	575.131	1.876.643	-	4.685.324
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	19.978	-	19.978
<b>Total</b>	<b>1.969.086</b>	<b>190.401</b>	<b>3.625.368</b>	<b>1.137.671</b>	<b>6.922.526</b>	-	12.725.052

**(b.4) Riscos de mercado: (b.4.1) Risco de taxa de juros:** Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de taxa, como por exemplo, indicadores de inflação, que afetem as despesas financeiras resultantes de empréstimos e financiamentos captados no mercado. A área de Controle de Riscos da Companhia monitora as flutuações nas taxas de juros e/ou outros indexadores, de forma consolidada a nível Brasil, através de procedimentos regidos pela política de cobertura das taxas de juros e da utilização de uma ferramenta de monitoramento das dividas, onde há limite anual estabelecido. As informações geradas são reportadas mensalmente à diretoria por meio de um relatório de riscos, assegurando que a alta gestão esteja constantemente atualizada sobre o desempenho das flutuações das taxas de juros e as ações corretivas necessárias. Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possuía 100% da dívida total indexada a taxas variáveis (CDI).

Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários	31.12.2025	%	31.12.2024	%
Selic	137	0,05%	118	0,03%
CDI	257.050	99,95%	414.082	99,97%
<b>Total</b>	<b>257.187</b>	<b>100,00%</b>	<b>414.200</b>	<b>100,00%</b>
Ativo financeiro indenizável (concessão)	31.12.2025	%	31.12.2024	%
IPCA	9.727.199	100,00%	8.348.889	100,00%
<b>Total</b>	<b>9.727.199</b>	<b>100,00%</b>	<b>8.348.889</b>	<b>100,00%</b>
Empréstimos, financiamentos e derivativos	31.12.2025	%	31.12.2024	%
CDI	4.374.789	100,05%	4.686.996	99,94%
Taxa fixa	(2.260)	-0,05%	2.820	0,06%
<b>Total</b>	<b>4.372.529</b>	<b>100,00%</b>	<b>4.689.816</b>	<b>100,00%</b>

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (câmbio, taxas de juros e inflação), a Companhia pode, eventualmente, adotar como estratégia a diversificação de indexadores e, ocasionalmente, se utiliza de instrumento financeiro 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 2025 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).

	31.12.2025	Projeção receitas financeiras - um ano				
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário III (0%)	Cenário IV (+25%)	Cenário V (+50%)
<b>Ativos financeiros</b>						
Selic	137	9	14	19	24	28
Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	137	9	14	19	24	28
<b>CDI</b>	<b>6,91%</b>	<b>10,37%</b>	<b>13,82%</b>	<b>17,28%</b>	<b>20,73%</b>	
Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	257.050	17.762	26.656	35.524	44.418	53.286
<b>IPCA</b>	<b>2,22%</b>	<b>3,32%</b>	<b>4,43%</b>	<b>5,54%</b>	<b>6,65%</b>	
Ativo financeiro indenizável (concessão)	9.727.199	215.949	322.926	430.912	538.898	646.884
<b>Total</b>	<b>9.984.386</b>	<b>233.715</b>	<b>349.613</b>	<b>466.458</b>	<b>583.329</b>	<b>700.173</b>

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

Dívidas	Projeção despesas financeiras - um ano				
	31.12.2025	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário III (0%)	Cenário IV (+50%)
<b>CDI</b>					
Mútuo Ampla - Enel BR 59	(106.200)	(8.597)	(12.144)	(15.586)	(18.930)
Mútuo Ampla - Enel BR 60	(42.045)	(3.508)	(4.913)	(6.276)	(8.888)
Mútuo Ampla - Enel BR 62	(41.864)	(3.452)	(4.850)	(6.207)	(8.807)
Mútuo Ampla - Enel BR 65	(482.894)	(16.435)	(23.312)	(29.982)	(36.457)
Mútuo Ampla - Enel BR 66	(351.972)	(14.866)	(20.866)	(26.687)	(32.338)
Mútuo Ampla - Enel BR 67	(41.385)	(3.350)	(4.732)	(6.074)	(8.644)
Mútuo Ampla - Enel BR 68	(68.935)	(5.580)	(7.883)	(10.117)	(12.288)
Mútuo Ampla - Enel BR 69	(31.771)	(2.651)	(3.712)	(4.742)	(6.716)
Mútuo I Ampla - CIEN	(96.702)	(7.404)	(10.632)	(13.765)	(16.809)
Mútuo II Ampla - CIEN	(123.182)	(9.407)	(13.519)	(17.510)	(21.387)
Mútuo Ampla - Enel BR 70	(65.802)	(5.425)	(7.623)	(9.756)	(11.828)
Mútuo Ampla - Enel BR 74	(131.079)	(908)	(1.283)	(1.647)	(2.000)
Mútuo Ampla - Enel BR 76	(115.800)	(1.606)	(2.269)	(2.911)	(3.535)
MUFG 4131 - AMPLA I	(211.429)	(10.786)	(15.560)	(20.190)	(24.988)
DEUTSCHE BANK 4131 - AMPLA I	(217.029)	(17.202)	(24.448)	(31.482)	(38.415)
MUFG 4131 - AMPLA II	(132.710)	(10.571)	(15.003)	(19.304)	(23.482)
DEUTSCHE BANK 4131 - AMPLA II	(132.451)	(10.986)	(15.410)	(19.704)	(23.875)
1ª Nota Comercial - Enel Rio - 1800MBRL	(1.801.056)	(48.534)	(69.094)	(89.034)	(108.392)
<b>Swap</b>					
BNP PARIBAS 4131 III	(177.587)	100.221	30.429	(20.538)	(60.922)
BNP 4131 III SWAP - Ponta Ativa	176.820	(99.788)	(30.298)	20.449	60.659
BNP 4131 III SWAP - Ponta Passiva	(180.484)	(13.710)	(19.735)	(25.583)	(31.263)
<b>Total</b>	<b>(4.375.557)</b>	<b>(194.545)</b>	<b>(276.857)</b>	<b>(356.646)</b>	<b>(434.094)</b>

**(b.4.2) Risco de câmbio:** Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar perdas para a Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados a estas moedas. A Companhia eventualmente se utiliza de instrumentos derivativos com o propósito único de proteção (*hedges*) dos riscos de variação cambial, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização desses instrumentos. Os instrumentos de proteção utilizados são *swaps* de moeda (câmbio) sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. A Companhia também está exposta ao risco de variação cambial temporal, atrelado ao dólar norte-americano, através dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, entretanto, as alterações de variação cambial são repassadas ao consumidor na tarifa, através do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A/CVA (Ativo e passivo financeiro setorial).

Exposição às taxas de câmbio	Moeda estrangeira	31.12.2025
Fornecedores (Itaipu)		13.556
<b>Passivo líquido exposto</b>		<b>13.556</b>

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 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. A área de Controle de Riscos da Companhia também monitora as flutuações nas taxas de câmbio, de forma consolidada a nível Brasil, através de procedimentos regidos pela política de cobertura das taxas de câmbio. As informações geradas são reportadas mensalmente à diretoria por meio de um relatório de riscos, assegurando que a alta gestão esteja constantemente atualizada sobre o desempenho das flutuações das taxas de câmbio e as ações corretivas necessárias. **(b.4.3) Risco de preço Regulação: Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento:** Os processos de Revisão e Reajuste tarifários ordinários são garantidos por contrato de concessão e empregam metodologias previamente definidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). Contudo, podem ocorrer fatos que alterem o equilíbrio econômico-financeiro definido nos processos ordinários, que se atenderam aos critérios de admissibilidade e às evidências de desequilíbrio econômico-financeiro normatizados no Submódulo 2.9 do Proret (Resolução normativa Aneel nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022), poderão ensejar revisão tarifária extraordinária a pedido da distribuidora. No caso de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Companhia pode requerer ao regulador a abertura de uma revisão tarifária extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A ANEEL também poderá proceder com revisões extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse às tarifas. Os processos de reajuste e revisão tarifária de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica são efetuados segundo metodologia elaborada e publicada pela ANEEL e submetidos à avaliação pública. Alterações de metodologia nos reajustes ou nas revisões tarifárias propostas pelo regulador podem impactar de forma significativa a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia. **(c) Outros riscos: (c.1) Risco de regulação:** As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia. **(c.2) Risco de contratação de energia:** O portfólio de contratos de energia da Companhia consiste nos seguintes componentes: Contrato de Itaipu e PROINFA; Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, Cotas de Angra 1 e 2 e Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR's. De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2004, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação na modalidade de leilão, sendo que a duração desses contratos (CCEAR's) será estabelecida pelo próprio MME. A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a 100% dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora. A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os custos com a compra de energia requerida para atendimento ao mercado cativo. Adotou-se, dessa forma, uma abordagem de gestão de risco na compra de energia focada na identificação, mensuração de volume, preços e período de suprimento, além da utilização de ferramentas de otimização para suporte na decisão de contratação de energia. As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Porém, os modelos utilizados norteiam as contratações com níveis de riscos aceitáveis e no decorrer do tempo há a possibilidade de ajustes dos níveis contratuais. Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia nova com antecedência de 3 a 7 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento a 100% do mercado poderá ensejar a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação e repasse não integral às tarifas dos custos de compra de energia no Mercado de Curto Prazo. As penalidades decorrentes do não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL. Adicionalmente, a ANEEL não repassará os custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, caso o nível de contratação seja superior a 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Na hipótese de sobrecontratação involuntária ser reconhecida pela ANEEL, haverá o repasse integral dos custos de compra de energia à tarifa mesmo em níveis de contratação acima de 105% em relação à carga anual de fornecimento. Para mitigação dos riscos de risco e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação tais como (i) leilões de ajuste, (ii) MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit) de energia nova existente, (iii) acordos bilaterais de redução contratual, (iv) venda de energia temporária, (v) opção por redução dos CCEAR's de energia existente devido a migração de clientes ao mercado livre, acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da edição da Lei nº 10.848/2004 e outras variações de mercado, (vi) a venda de energia ao mercado livre em Leilão de Excedentes e (vii) o reconhecimento de sobrecontratação ou exposição involuntária. Conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 1009, de 22 de março de 2022, a eventual exposição ou sobrecontratação involuntária a qual as distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios a sua vontade, poderá ser repassada às respectivas tarifas. Este repasse deverá ser concedido, desde que os agentes de distribuição utilizem de todos os mecanismos previstos na regulamentação para atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado de energia elétrica. No caso da sobrecontratação voluntária acima do limite de repasse de 105%, a diferença entre a receita de venda da sobrecontratação no mercado de curto prazo e o custo de compra de energia é absorvida pela concessionária podendo resultar em risco ou oportunidade dependendo do cenário de preços de energia ao longo do ano. Um fator que impacta consideravelmente o nível de contratação é a migração de consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre. O direito à redução de contratos de compra de energia em casos de migração dos consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre foi reconhecido a partir da Resolução nº 725/2016, após discussão na Audiência Pública nº 85/2013. Entretanto, a redução contratual só vale para contratos firmados em leilões de energia posteriores à publicação da Resolução, e, até o momento, a empresa não possui em seu portfólio contratos vigentes que permitam essa redução. Além disso, a crescente instalação de centrais de geração distribuída na área de concessão da companhia também tem contribuído bastante para a elevação dos níveis de contratação. A sobrecontratação advinda da saída de consumidores para o mercado livre é involuntária e, portanto, deve ser integralmente repassada aos seus consumidores. De igual maneira, com base na Lei 14.300, de 06 de janeiro de 2022, a Companhia também entende que a sobrecontratação provocada pela instalação de centrais de geração distribuída também é involuntária, e repassada aos consumidores. Adicionalmente, para reduzir o nível de sobrecontratação a Companhia celebrou acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 1009 de 2022 e participou em quase todos os Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD de energia existente e de energia nova. **26. Compromissos:** Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo estão descritos como segue:

	2027	2028	2029	2030	Após 2030
Compra de energia	5.811.567	2.635.876	2.588.935	2.628.796	33.583.194

Estes contratos representam o volume total contratado pelo preço corrente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, que foram homologados

...continuação

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A

**29. Eventos subsequentes: 29.1 Captação empréstimos Itaú Unibanco:** Em 12, 15 e 19 de janeiro de 2026, a Companhia com a necessidade de capital de giro, realizou três operações de cédula de crédito bancário com o Itaú Unibanco S.A, conforme detalhado a seguir:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
CCB - Itaú	100.000	12/01/26	30/01/26	2,65% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	Enel Brasil
CCB - Itaú	120.000	15/01/26	30/01/26	2,65% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	Enel Brasil
CCB - Itaú	30.000	19/01/26	30/01/26	2,65% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	Enel Brasil

**29.2 Captação empréstimos Deutsche Bank:** Em 26 de janeiro de 2026, a Companhia com a necessidade de capital de giro, realizou uma operação de cédula de crédito bancário com o Deutsche Bank, conforme detalhado a seguir:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
CCB - DEUTSCHE BANK	300.000	26/01/26	26/01/28	1,23% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	Enel Brasil

**29.3 Captação empréstimos Deutsche Bank:** Em 12 de fevereiro de 2026, a Companhia com a necessidade de capital de giro, realizou uma operação de cédula de crédito bancário com o Bank of America, conforme detalhado a seguir:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
Bank of America 431	230.000	12/02/26	12/02/27	0,44% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	Enel Brasil

**Declaração da Diretoria da Companhia**

Os diretores da Ampla Energia e Serviços S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF Nº 33.050.071/0001-58, com Avenida Oscar Niemeyer nº 2000, Bloco 01, Sala 701, Santo Cristo, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, das disposições constantes nos incisos V e VI do §1º do artigo 25 da Instrução CM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que revisaram, discutiram e concordam com a opinião expressa no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia, Forvis Mazars Auditores Independentes, bem como reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

Rio de Janeiro, 20 de fevereiro de 2026.

**Francesco Moliterni** - Diretor-Presidente

**Michelle Rodrigues Nogueira** - Diretora de Administração, Finanças, Controle e Relação com Investidores

**Alain Rosolino** - Diretor de Pessoas e Organização

**Francesco Moliterni** - Diretor de Relações Institucionais

**Francesco Moliterni** - Diretor de Comunicação

**Anna Paula Hiotte Pacheco** - Diretora de Regulação

**Ana Claudia Gonçalves Rebello** - Diretora Jurídica

**José Luis Salas Rincon** - Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

**Luiz Flavio Xavier de Sá** - Diretor de Mercado

**Vago** - Diretor de Compras

**MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Os membros do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. ("Companhia") em reunião realizada nesta data, após examinarem o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, acompanhadas do relatório dos auditores independentes, emitido sem ressalvas, e, nos termos da legislação aplicável, manifestaram-se favoravelmente à submissão dos referidos documentos à deliberação da Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 20 de fevereiro de 2026.

**Francesco Tutoli - Francesco Moliterni**  
**Luiz Cesio Caetano - Otacilio de Souza Junior**  
**Marja Ozolins Dos Santos**

**Diretoria Executiva**

Diretoria Executiva	Cargo
Francesco Moliterni	Diretor-Presidente e Diretor de Comunicação e Relações Institucionais (interino)
Alain Rosolino	Diretor de Pessoas e Organização
Ana Claudia Gonçalves Rebello Anna Paula Hiotte Pacheco	Diretora-Jurídica Diretora de Regulação
Michelle Rodrigues Nogueira	Diretora de Administração, Finanças, Controle e Relação com Investidores
Jose Luis Salas Rincon Luiz Flavio Xavier de Sá	Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes Diretor de Mercado

**Conselho de Administração**

Conselheiros	Cargo
Francesco Tutoli	Presidente do Conselho de Administração
Francesco Moliterni	Vice-Presidente do Conselho de Administração
Otacilio de Souza Junior	Conselheiro de Administração Titular
Marja Ozolins dos Santos	Conselheiro de Administração Titular
Luiz Cesio de Souza Caetano Alves	Conselheiro de Administração Titular-Independente
Alain Rosolino	Conselheiro de Administração Suplente
Antonio Scala	Conselheiro de Administração Suplente
Marco Fadda	Conselheiro de Administração Suplente
Marcos André dos Santos Leal	Conselheiro de Administração Suplente

**Relações com Investidores**

Fabio Romanin

**Contador Responsável**

Alan dos Reis Santos - CRC SP244288/O-2

**RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

Ao Conselho de Administração e Acionistas da Ampla Energia e Serviços S.A. - Rio de Janeiro - RJ

**Opinião:** Examinamos as demonstrações financeiras da Ampla Energia e Serviços S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, da Ampla Energia e Serviços S.A. em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*. **Base de 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 ("PAA"):** 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. A seguir, descrevemos os principais assuntos de auditoria.

**Receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica (Nota Explicativa nº 20)**

Descrição do PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo reconhecida mensalmente. Conforme descrito na Nota Explicativa nº 20 às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2025, estavam registradas receitas de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica faturada no montante de R\$ 7.637.872, e receitas não faturadas no montante de R\$ 842.789. Esse tema foi considerado um Principal Assunto de Auditoria em razão de: (i) a relevância dos valores de receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica no conjunto das demonstrações financeiras da Companhia; (ii) o elevado volume de transações e faturas, processadas de forma amplamente automatizada, o que torna críticos os sistemas automatizados relacionados a medição, faturamento, arrecadação e contabilização dos saldos; (iii) a existência de julgamento e estimativas no reconhecimento dos valores registrados como receita não faturada de energia elétrica (receita ocorrida entre a data da última leitura do medidor e o encerramento do exercício).	Nossos procedimentos de auditoria incluíram: (i) avaliação do desenho e da implementação e da efetividade operacional das atividades de controles internos relacionados ao reconhecimento da receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica; (ii) envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas automatizados utilizados nos processos de medição, faturamento, arrecadação e reconhecimento da receita; (iii) realização de testes documentais, em base amostral, sobre a receita faturada, com inspeção das evidências relacionadas à ocorrência (medição), competência, exatidão e cumprimento das obrigações de desempenho; (iv) avaliação das premissas utilizadas pela Companhia para a estimativa da média de consumo dos clientes e recálculo da receita não faturada, com base em amostragem; e (v) avaliação se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras consideram as informações relevantes requeridas. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração para o reconhecimento da receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica, faturada e não faturada, bem como as divulgações em notas explicativas, são razoáveis em todos os aspectos relevantes no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

**Ativos vinculados à concessão de distribuição de energia elétrica (Nota Explicativa nº 10)**

Descrição do PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Os ativos relacionados à concessão de distribuição de energia elétrica - incluindo o ativo intangível, o ativo financeiro indenizável e o ativo de contrato - representam parcela relevante do total de ativos da Companhia em 31 de dezembro de 2025. Adicionalmente, a mensuração, classificação e divulgação desses ativos envolvem julgamentos significativos da Administração, especialmente no que se refere: (i) à mensuração e alocação dos gastos da concessão; (ii) à bifurcação entre ativo financeiro indenizável e ativo intangível; (iii) das discussões em curso sobre a prorrogação da concessão, conforme nota explicativa 1.3 e 16.2(e); (iv) à avaliação da existência de indicadores de desvalorização. Devido a esses fatos, os ativos vinculados à concessão de distribuição de energia elétrica e seus reflexos no contexto geral das demonstrações financeiras foram considerados um Principal Assunto de Auditoria.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram: (i) avaliação do desenho e da implementação das atividades de controles internos relevantes relacionados com o processo de análise e alocação dos gastos da concessão reconhecidos como ativo de contrato e da bifurcação entre ativo financeiro indenizável ou ativo intangível; (ii) inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício para analisar se a natureza dos gastos é qualificável para o reconhecimento como ativo de contrato, de acordo com o contrato de concessão; (iii) recálculo da bifurcação do ativo de contrato, entre ativo intangível e ativo financeiro indenizável a partir da entrada em operação, considerando a alocação do que será recuperado no período de concessão de acordo com os critérios de amortização definidos pelo regulador e o que será recebido ao final da concessão, respectivamente; (iv) desenvolvimento de expectativa independente sobre o saldo de amortização do ativo intangível da concessão considerando as taxas de amortização aplicáveis; (v) avaliação da existência de indicadores de desvalorização dos ativos vinculados à concessão, com base em informações operacionais, regulatórias e financeiras; e avaliação se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras consideram as informações relevantes requeridas. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que a mensuração dos Ativos vinculados à concessão de distribuição de energia elétrica, bem como as divulgações em notas explicativas, são razoáveis em todos os aspectos relevantes no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

**Outros Assuntos: Demonstração do valor adicionado:** A Demonstração do Valor Adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar para fins de normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards), 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 (R1). 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. **Valores correspondentes:** Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, apresentados nestas demonstrações financeiras para fins de comparação, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório, datado de 26 de fevereiro de 2025, os quais, não contiveram nenhuma modificação. Os valores correspondentes a Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foram submetidos aos mesmos procedimentos de auditoria por aqueles auditores independentes e, com base em sua auditoria, emitiram relatório sem modificação. **Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor:** A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório. Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito. **Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras:** A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards), 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 do auditor pelas 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 detecta 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 obtivemos 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. • Obtivemos 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 manterem em continuidade operacional; • Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada. Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos. Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas. Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Fortaleza, 20 de fevereiro de 2026.

**forvis**  
**mazars**  
Forvis Mazars Auditores Independentes  
CRC 2SP023701/O-8  
Tiago de Sá Barreto Bezerra  
Contador CRC 1 CE 024436/O-5

www.enel.com.br



Esta publicação foi feita de forma 100% digital pelo Monitor Mercantil em seu site. A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ao lado ou pelo link <https://publicidadelegal.monitormercantil.com.br>