

FUTURE

Build the
through

SUSTAINABLE

POWER.

Fortaleza, 29 de outubro de 2025 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do terceiro trimestre de 2025 (“3T25”) e dos nove meses de 2025 (“9M25”).

1 DESTAQUES

-  Crescimento de 6,5% e 3,4% do EBITDA no trimestre e acumulado do ano vs. o mesmo período em 2024, suportado pela melhora da margem no período;
-  Aumento de 6,6% na Receita Líquida dos nove meses de 2025 vs. o mesmo período do ano anterior;
-  R\$ 1,3 bilhão de investimentos acumulados no ano, 10,7% acima do mesmo período de 2024;
-  DEC atingiu o menor nível desde 2020, com melhora de 19,9% ou redução de 2,1 horas quando comparado ao mesmo período de 2024;
-  + 348 mil podas de árvores realizadas nos nove primeiros meses do ano;
-  Perdas de energia em trajetória de queda, com redução 0,9 p.p nos últimos 12 meses comparado com o mesmo período no ano anterior;
-  Total de colaboradores 12.114, crescimento de 7,6% sobre o mesmo período de 2024. Crescimento de 25,2% dos colaboradores próprios (+ 487 vs. Set/2024), ratificando o compromisso assumido pela empresa de melhoria contínua da qualidade do serviço e resiliência da rede;
-  Em 30 de setembro de 2025, a Companhia protocolizou junto à SUDENE um novo pleito de enquadramento do Projeto de Incentivo Fiscal para o período de 2026 até 2035.

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Receita Bruta (R\$ mil)	3.409.691	3.243.694	5,1%	3.122.794	9,2%	9.258.574	8.674.649	6,7%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.350.053	2.354.176	-0,2%	2.270.995	3,5%	6.557.998	6.150.377	6,6%
EBITDA (3) (R\$ mil)	459.985	432.010	6,5%	573.727	-19,8%	1.445.185	1.397.264	3,4%
Margem EBITDA (%)	19,57%	18,35%	1,22 p.p	25,26%	-5,69 p.p	22,04%	22,72%	-0,68 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	24,97%	22,67%	2,30 p.p	31,43%	-6,46 p.p	27,50%	27,23%	0,27 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)	274.382	276.671	-0,8%	389.644	-29,6%	901.645	949.902	-5,1%
Margem EBIT (%)	11,68%	11,75%	-0,07 p.p	17,16%	-5,48 p.p	13,75%	15,44%	-1,69 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	(25.606)	68.157	<-100,0%	83.435	<-100,0%	91.870	262.576	-65,0%
Margem Líquida	-1,09%	2,90%	-3,99 p.p	3,67%	-4,76 p.p	1,40%	4,27%	-2,87 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	-1,39%	3,58%	-4,97 p.p	4,57%	-5,96 p.p	1,75%	5,12%	-3,37 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.433	3.387	1,4%	3.435	-0,1%	10.303	10.162	1,4%
CAPEX (R\$ mil)*	516.915	462.920	11,7%	404.383	27,8%	1.296.832	1.171.070	10,7%
DEC (12 meses)*	8,40	10,49	-19,9%	9,20	-8,7%	8,40	10,49	-19,9%
FEC (12 meses)*	4,48	4,10	9,3%	4,59	-2,4%	4,48	4,10	9,3%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,05%	98,21%	-0,16 p.p	97,46%	0,59 p.p	98,05%	98,21%	-0,16 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,84%	17,74%	-0,90 p.p	16,97%	-0,13 p.p	16,84%	17,74%	-0,90 p.p
PMSO (5) / Consumidor*	79,45	75,00	5,9%	72,07	10,2%	231,01	227,24	1,7%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

(3) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização, (4) EBIT: resultado do serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange cerca de 4,4 milhões de consumidores, e envolve uma população de cerca de 8,8 milhões de habitantes*.

DADOS GERAIS**

	3T25	3T24	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	160.442	158.630	1,1%
Linhas de Transmissão (Km)	5.947	5.610	6,0%
Subestações (Unid.)	128	127	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	13.828	13.628	1,5%
Marketshare no Brasil - N° de Clientes (1)	4,77%	4,78%	-0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,46%	2,45%	0,01 p.p

(1) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADEE

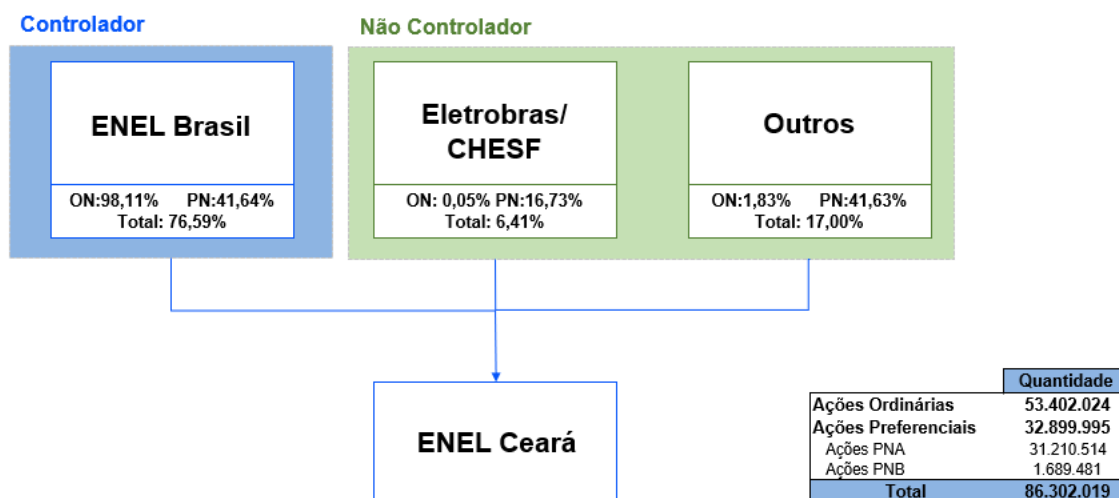
(2) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE



PERFIL CORPORATIVO

Organograma Societário Simplificado

Posição em 30 de setembro de 2025



* Número de Habitantes de acordo com o último censo realizado em 2022 pelo IBGE.

** Dados prévios referente ao 3T25.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Mercado Cativo	4.376.690	4.304.882	1,7%	4.322.832	1,2%	4.376.690	4.304.882	1,7%
Residencial - Convencional	2.167.933	2.306.968	-6,0%	2.158.651	0,4%	2.167.933	2.306.968	-6,0%
Residencial - Baixa Renda	1.587.482	1.354.722	17,2%	1.538.156	3,2%	1.587.482	1.354.722	17,2%
Industrial	5.343	5.706	-6,4%	5.125	4,3%	5.343	5.706	-6,4%
Comercial	185.556	186.215	-0,4%	183.270	1,2%	185.556	186.215	-0,4%
Rural	375.564	396.934	-5,4%	383.096	-2,0%	375.564	396.934	-5,4%
Setor Público	54.812	54.337	0,9%	54.534	0,5%	54.812	54.337	0,9%
Clientes Livres	2.469	1.321	86,9%	2.187	12,9%	2.469	1.321	86,9%
Residencial	1	-	-	1	-	-	-	-
Industrial	594	354	67,8%	542	9,6%	594	354	67,8%
Comercial	1.632	922	77,0%	1.489	9,6%	1.632	922	77,0%
Rural	56	32	75,0%	57	-1,8%	56	32	75,0%
Setor Público	186	13	>100,0%	98	89,8%	186	13	>100,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.379.159	4.306.203	1,7%	4.325.019	1,3%	4.379.159	4.306.203	1,7%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

A Companhia encerrou o mês de setembro de 2025 com um aumento de 1,7% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no mesmo período em 2024.

No mercado cativo, o crescimento é atribuído principalmente à classe residencial Baixa Renda, beneficiada pela MP 1300/2025, que estimulou o crescimento do cadastro de consumidores elegíveis a tal classe. A queda observada nas classes Industrial e Comercial é atribuída principalmente ao efeito da migração de tais clientes para o mercado livre.

Já o mercado livre continuou em trajetória de crescimento com forte alta no período, ou seja, 86,9% acima do total de consumidores livres efetivos faturados em setembro de 2024, reflexo da migração de clientes do mercado cativo e melhora do cenário econômico.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.402	2.526	-4,9%	2.452	-2,0%	7.377	7.690	-4,1%
Clientes Livres	1.023	850	20,4%	974	5,0%	2.899	2.442	18,7%
Revenda	4	3	33,3%	4	0%	11	11	0%
Consumo Próprio	5	7	-28,6%	5	0%	16	20	-20,0%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.433	3.387	1,4%	3.435	-0,1%	10.303	10.162	1,4%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

Mercado Cativo

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

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Residencial - Convencional	842	895	-5,9%	865	-2,7%	2.589	2.740	-5,5%
Residencial - Baixa Renda	598	526	13,7%	614	-2,6%	1.858	1.635	13,6%
Industrial	63	90	-30,0%	60	5,0%	189	272	-30,5%
Comercial	264	326	-19,0%	280	-5,7%	842	1.044	-19,3%
Rural	251	274	-8,4%	223	12,6%	722	785	-8,0%
Setor Público	384	416	-7,7%	410	-6,3%	1.177	1.213	-3,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.402	2.526	-4,9%	2.452	-2,0%	7.377	7.690	-4,1%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

O mercado cativo totalizou 2.402 GWh no 3T25, redução de 4,9% frente ao volume registrado no 3T24, reflexo principalmente da migração de clientes convencionais para Geração Distribuída e migração das classes Industrial e Comercial para o Mercado Livre. Na análise do acumulado do ano, a redução foi de 4,1% em comparação ao 9M24, também justificado pelos efeitos abordados acima.

A classe residencial apresentou direções opostas no trimestre: enquanto a baixa renda registrou crescimento de 13,7% no 3T25 e 13,6% no acumulado do ano, a residencial convencional apresentou queda de 5,9% e 5,5%, respectivamente. Essa variação é explicada principalmente pela MP 1300/2025, que ampliou os critérios

de elegibilidade da Tarifa Social a partir de julho de 2025, promovendo a migração de consumidores para a categoria de baixa renda.

Clientes Livres

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Residencial	0,1	-	-	0	-	0,1	-	-
Industrial	574	532	7,9%	550	4,4%	1.626	1.520	7,0%
Comercial	357	280	27,5%	349	2,3%	1.032	811	27,3%
Rural	16	9	77,8%	16	-	47	25	88,0%
Setor Público	77	30	>100,0%	59	30,5%	193	87	>100,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	1.023	850	20,4%	974	5,0%	2.899	2.442	18,7%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

O mercado livre apresentou crescimento expressivo no consumo de energia, com altas de 20,4% no 3T25 e 18,7% no acumulado do ano, impulsionado principalmente pelo aumento do número de clientes em todas as classes. O avanço foi reforçado pelo crescimento econômico do varejo, que elevou o consumo do segmento comercial, e pelo maior consumo industrial em setores como bebidas, borracha/plástico e alimentos.

Compra de Energia¹

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Angra 1 e 2	104	105	-1,0%	103	1,0%	309	312	-1,0%
PROINFA	61	60	1,7%	55	10,9%	164	171	-4,1%
Leilões e Quotas	3.178	3.374	-5,8%	3.047	4,3%	9.266	8.165	13,5%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.451	4.047	-14,7%	3.312	4,2%	10.063	10.133	-0,7%
Liquidação na CCEE	(274)	(779)	-64,8%	(38)	>100,0%	(421)	(142)	>100,0%
Total - Compra de Energia	3.178	3.268	-2,8%	3.274	-2,9%	9.642	9.991	-3,5%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

Balanço de Energia²

BALANÇO DE ENERGIA*

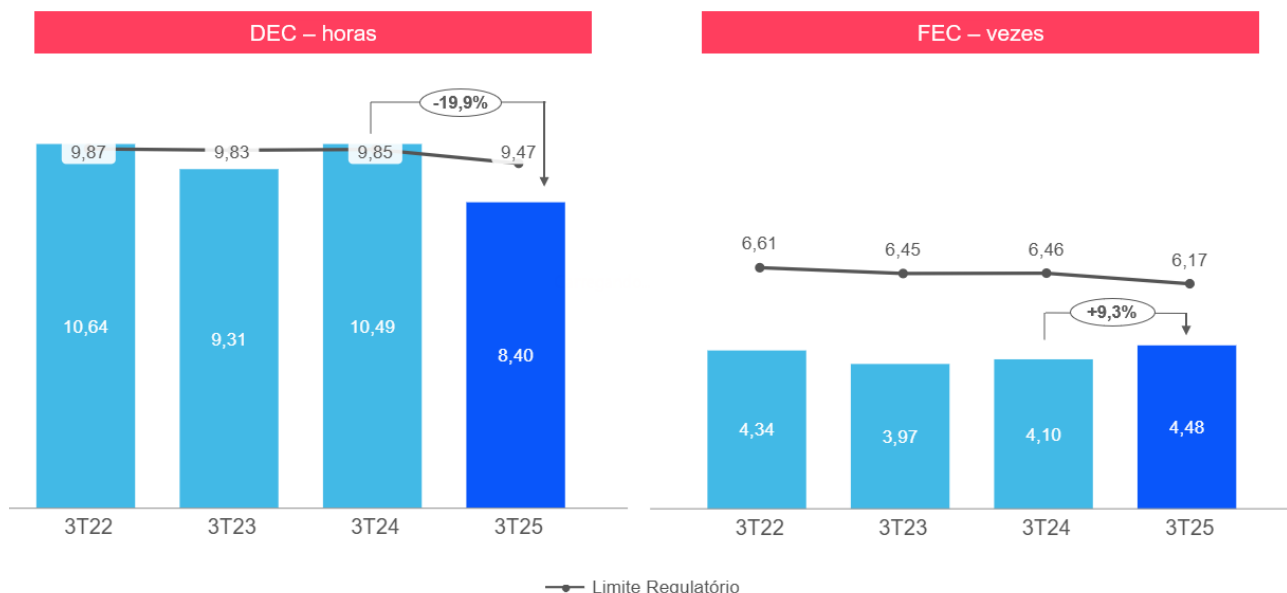
	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	4.670	4.470	4,5%	4.646	0,5%	13.782	13.239	4,1%
Energia distribuída (GWh)	3.898	3.708	5,1%	3.848	1,3%	11.552	10.931	5,7%
Mercado Cativo	2.871	2.854	0,6%	2.870	0,0%	8.642	8.478	1,9%
Mercado Livre	1.026	854	20,1%	977	5,0%	2.910	2.453	18,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	772	761	1,4%	798	-3,3%	2.230	2.308	-3,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	16,53%	17,03%	-0,50 p.p	17,18%	-0,65 p.p	16,18%	17,43%	-1,25 p.p

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

¹ Dados prévios referente ao 3T25

Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento²



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

No 3T25, considerando os últimos 12 meses, o DEC apresentou uma redução de 19,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando abaixo do limite regulatório que é de 9,47 para o ano de 2025. Destaca-se ainda que o DEC, vêm em uma trajetória consistente de melhoria, atingindo em setembro de 2025, o menor nível desde 2020.

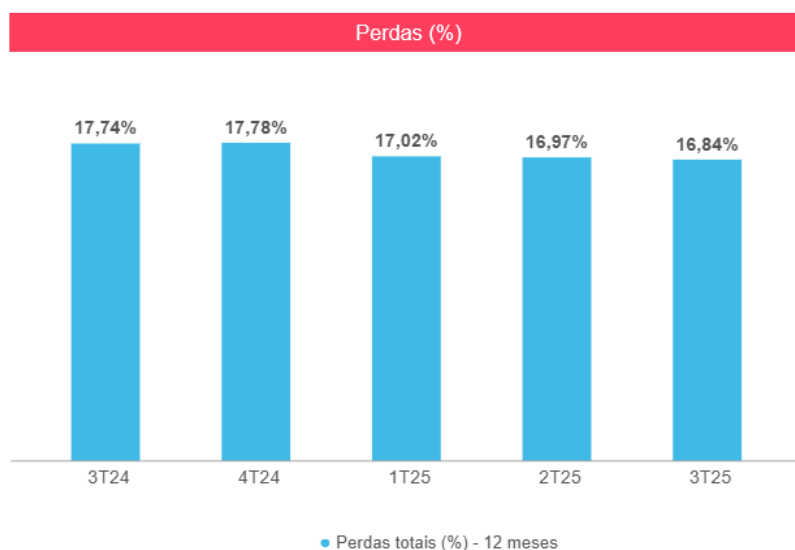
A melhoria observada, reflete, principalmente, as iniciativas da Companhia voltadas para melhoria da qualidade dos serviços, que englobam:

- 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 poda (previsão de 40% maior que 2024) e manutenções preventivas (30% maior que 2024);

Já o FEC ficou em 4,48x no 3T25 representando uma alta de 9,3% quando comparado com o mesmo período no ano anterior, impactado por eventos na rede de Alta Tensão, especificamente uma ocorrência de abalroamento em uma linha de transmissão que atende a área de concessão da Companhia. Porém, destaca-se que o indicador permaneceu bem abaixo do limite regulatório de 6,17x.

² Dados prévios referente ao 3T25

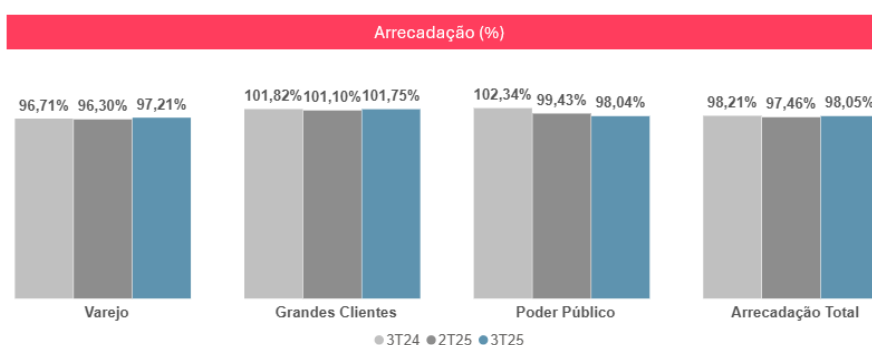
Disciplina de Mercado – Perdas ^{(3) (4)}



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) mantiveram a trajetória de redução observada ao longo de 2025, alcançando 16,84% no 3T25, o que representa uma redução de 0,90 p.p. em relação às perdas registradas em 3T24, de 17,74%.

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 71 GWh de energia no 3T25.

Arrecadação³



O índice de arrecadação da companhia atingiu 98,05% no 3T25 contra 98,21% no mesmo período do ano anterior, permanecendo praticamente estável. Analisando os resultados por classe, observa-se variação relevante no setor público, com redução de 4,3 p.p versus o mesmo período do ano anterior, devido a alteração no perfil de pagamento deste segmento.

Por outro lado, o segmento de Varejo, apresenta uma melhora de 0,5 p.p. versus o mesmo período do ano anterior relacionado a 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 777 mil suspensões de fornecimento por meio de estratégia de concentração e comportamento de pagamento;
- ii. Negativações de 7,9 milhões de faturas;
- iii. 60 milhões de interação por meio de robôs, contato humano e whatsapp através das assessorias de cobrança;
- iv. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com Poder Público;
- v. Negociações para 239 mil consumidores;

Além disso, a Enel Ceará 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.

³ Dados prévios referente ao 3T25

⁴ O cálculo de perdas reflete as perdas regulatórias calculadas pela Aneel. Os dados utilizados para o cálculo são extraídos diretamente do relatório SAMP (Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica /SIASE (Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico) e estão passíveis de ajustes posteriores por parte da Aneel através de Ofícios e/ou PRORET 10.2.

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.947.293	2.061.542	-5,5%	2.003.418	-2,8%	5.843.157	6.247.870	-6,5%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(8.173)	(8.706)	-6,1%	(2.664)	>100,0%	(23.656)	(45.993)	-48,6%
Subvenção baixa renda	194.247	121.367	60,0%	136.143	42,7%	472.152	376.219	25,5%
Subvenção de recursos da CDE	105.993	83.193	27,4%	123.807	-14,4%	349.307	243.692	43,3%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.239.360	2.257.396	-0,8%	2.260.704	-0,9%	6.640.960	6.821.787	-2,7%
Ativos e passivos financeiros setoriais	325.941	236.767	37,7%	96.093	>100,0%	302.613	3.401	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	186.700	149.342	25,0%	178.580	4,5%	536.461	439.912	21,9%
Receita de construção	507.552	448.162	13,3%	445.443	13,9%	1.303.549	1.019.763	27,8%
Marcação a mercado de ativo indenizável	51.494	45.773	12,5%	72.036	-28,5%	269.181	208.404	29,2%
Outras receitas	98.644	106.254	-7,2%	69.938	41,0%	205.811	181.381	13,5%
Total - Receita Operacional Bruta	3.409.691	3.243.694	5,1%	3.122.794	9,2%	9.258.574	8.674.649	6,7%
ICMS	(434.188)	(412.082)	5,4%	(422.471)	2,8%	(1.293.715)	(1.259.357)	2,7%
COFINS - corrente	(184.945)	(178.036)	3,9%	(168.973)	9,5%	(494.560)	(478.399)	3,4%
PIS - corrente	(40.153)	(38.653)	3,9%	(36.685)	9,5%	(107.372)	(103.863)	3,4%
ISS	(1.370)	(1.494)	-8,3%	(1.341)	2,2%	(4.084)	(4.921)	-17,0%
Total - Tributos	(660.656)	(630.265)	4,8%	(629.470)	5,0%	(1.899.731)	(1.846.540)	2,9%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(17.580)	(18.296)	-3,9%	(17.137)	2,6%	(48.978)	(48.682)	0,6%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(218.933)	(183.783)	19,1%	(146.479)	49,5%	(520.309)	(567.259)	-8,3%
Encargos do consumidor - CCRBT	(159.519)	(54.525)	>100,0%	(55.762)	>100,0%	(222.995)	(53.843)	>100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.950)	(2.649)	11,4%	(2.951)	-0,0%	(8.563)	(7.948)	7,7%
Total - Encargos Setoriais	(398.982)	(259.253)	53,9%	(222.329)	79,5%	(800.845)	(677.732)	18,2%
Total - Deduções da Receita	(1.059.638)	(889.518)	19,1%	(851.799)	24,4%	(2.700.576)	(2.524.272)	7,0%
Total - Receita Operacional Líquida	2.350.053	2.354.176	-0,2%	2.270.995	3,5%	6.557.998	6.150.377	6,6%
Total - Receita Operacional Líquida desc. Receita de Construção	1.842.501	1.906.014	-3,3%	1.825.552	0,9%	5.254.449	5.130.614	2,4%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará permaneceu praticamente estável no 3T25 em relação ao mesmo trimestre no ano passado. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 3T25, atingiu o montante de R\$ 1,8 bilhão, o que representa uma redução de R\$ 63,5 milhões em relação ao 3T24, cujo montante foi de R\$ 1,9 bilhão. A redução da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento nas deduções da receita no 3T25, na ordem de 19,1% ou R\$ 170,1 milhões versus o 3T24, sendo o principal efeito relacionado ao aumento de 105,0 milhões na rubrica referente a Encargos do consumidor - CCRBT em função da vigência das bandeiras vermelha patamar 1 (julho) e 2 (agosto e setembro) no 3T25 versus a vigência das bandeiras verde (julho), amarela (agosto) e vermelha (setembro) no 3T24;
- Redução de R\$ 114,2 milhões no fornecimento de energia elétrica no mercado cativo explicado pelo efeito da migração de classes para o mercado livre;

Tais efeitos foram compensados parcialmente pelo:

- Aumento de R\$ 89,2 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais relacionado principalmente ao aumento do custo de energia no período, reflexo da deterioração das condições hidrológicas no período;

- Aumento de R\$ 72,9 milhões na rubrica de subvenções baixa renda relacionado ao aumento de consumidores cadastrados em tal segmento, em particular a partir de julho com os efeitos da MP 1300/2025;
- Aumento de R\$ 37,4 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), explicado pelo aumento de clientes e do consumo nesta classe;
- Aumento de R\$ 22,8 milhões na subvenção de recursos da CDE, em decorrência do incremento das cotas homologadas na última revisão tarifária.

No acumulado dos nove meses do ano, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 6,6% em relação ao 9M24. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 9M25, atingiu o montante de R\$ 5,3 bilhões, aumento de R\$ 123,8 milhões em relação ao 9M24, cujo montante foi de R\$ 5,1 bilhões. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento de R\$ 299,2 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial relacionado principalmente ao aumento do custo de energia no período, reflexo da deterioração das condições hidrológicas no período;
- Aumento de R\$ 105,6 milhões na subvenção de recursos da CDE, em decorrência do incremento das cotas homologadas na última revisão tarifária;
- Aumento de R\$ 96,5 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), explicado pelo aumento de clientes e do consumo nesta classe;
- Aumento de R\$ 95,9 milhões na rubrica de subvenções baixa renda relacionado ao aumento de consumidores cadastrados em tal segmento, em particular a partir de julho com os efeitos da MP 1300/2025;
- Aumento na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 60,8 milhões em função da maior inflação registrada no período;

Compensado parcialmente pela:

- Redução de R\$ 404,7 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo em comparação ao 9M24, explicado pelo efeito da migração de classes para o mercado livre, além da menor tarifa em vigor durante o 9M25 versus 9M24 (tarifa média de -2,34% no 9M25 vs. -0,85% no 9M24);
- Aumento nas deduções da receita no 9M25, na ordem de 7,0% ou R\$ 176,3 milhões versus o 9M24, sendo o principal efeito relacionado ao aumento de 169,2 milhões na rubrica referente a Encargos do consumidor - CCRBT em função da vigência das bandeiras vermelha patamar 1 e 2 entre Junho e Setembro de 2025 versus a predominância da bandeira verde na maior parte dos meses ao longo do 9M24.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(899.905)	(930.418)	-3,3%	(789.420)	14,0%	(2.313.405)	(2.127.488)	8,7%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(162.925)	(229.589)	-29,0%	(168.125)	-3,1%	(547.603)	(673.516)	-18,7%
Total - Não gerenciáveis	(1.062.830)	(1.160.007)	-8,4%	(957.545)	11,0%	(2.861.008)	(2.801.005)	2,1%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(60.187)	(55.648)	8,2%	(57.657)	4,4%	(184.451)	(135.537)	36,1%
Material e Serviços de Terceiros	(203.529)	(182.326)	11,6%	(190.569)	6,8%	(591.741)	(563.594)	5,0%
Depreciação e Amortização (D&A)	(185.603)	(155.339)	19,5%	(184.083)	0,8%	(543.540)	(447.362)	21,5%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(6.067)	(31.398)	-80,7%	(8.429)	-28,0%	(29.956)	(96.785)	-69,0%
Custo de Construção	(507.552)	(448.162)	13,3%	(445.443)	13,9%	(1.303.549)	(1.019.763)	27,8%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(15.726)	(12.035)	30,7%	(15.247)	3,1%	(47.776)	(58.545)	-18,4%
Perda de recebíveis de clientes	(34.707)	(29.020)	19,6%	(21.253)	63,3%	(91.108)	(74.620)	22,1%
Receita de multas por impontualidade de clientes	28.217	8.970	>100,0%	17.406	62,1%	63.372	46.207	37,1%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(27.687)	(12.540)	>100,0%	(18.531)	49,4%	(66.596)	(49.472)	34,6%
Total - Gerenciáveis	(1.012.841)	(917.498)	10,4%	(923.806)	9,6%	(2.795.346)	(2.399.471)	16,5%
Total - Gerenciáveis desc. custo de construção e D&A (Opex)	(319.686)	(313.997)	1,8%	(294.280)	8,6%	(948.256)	(932.346)	1,7%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(2.075.671)	(2.077.505)	-0,1%	(1.881.351)	10,3%	(5.656.354)	(5.200.474)	8,8%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

Os custos e despesas operacionais no 3T25 mantiveram-se estáveis em relação ao 3T24. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1,6 bilhão, representando uma redução de 3,8% ou R\$ 61,2 milhões em relação ao valor registrado no mesmo período no ano anterior (R\$ 1,6 bilhão).

Os Custos e Despesas Não Gerenciáveis, registraram redução de 8,4% ou R\$ 97,2 milhões durante os períodos analisados, com uma redução na ordem 29,0% nos custos relacionados aos encargos do uso do

sistema de transmissão devido ao menor acionamento de usinas fora da ordem de mérito e menores pagamentos de encargos no 3T25 versus 3T24.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis no 3T25, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram aumento de R\$ 35,9 milhões, sendo a maior variação na rubrica de depreciação e amortização (aumento de R\$ 30,3 milhões) relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, além do efeito relacionado à proximidade do final da concessão, quando os montantes amortizados tendem a aumentar. Desconsiderando também tal efeito, os custos gerenciáveis no período teriam registrado um aumento de 1,8% ou R\$ 5,7 milhões.

Além do efeito mencionado acima, os custos e despesas gerenciáveis no trimestre também foram impactados pelas seguintes variações:

- Aumento de R\$ 21,2 milhões na rubrica de Material e Serviços de Terceiros explicado pelo reajuste no preço dos contratos com as empresas parceiras;
- Aumento de R\$ 15,1 milhões na rubrica de outras receitas/despesas operacionais;
- Aumento de R\$ 4,5 milhões na rubrica de despesa de pessoal em função do projeto *insourcing* que visa o aumento da contratação de colaboradores próprios;

Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- Redução de R\$ 19,6 milhões nas linhas de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perdas de recebíveis, explicada pela efetividade nas ações de cobrança com o Varejo, que compensou o maior volume de *write-off* de cobranças relacionadas ao período da pandemia, que ultrapassaram o período de cinco anos;
- Aumento de R\$ 19,2 milhões na rubrica de Receita de multas por impontualidade de clientes relacionado a maior arrecadação de contas em atraso;

Os custos e despesas operacionais no 9M25 em relação ao 9M24 apresentaram uma alta de 8,8% ou R\$ 455,9 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 4,4 bilhões, representando um aumento de 4,1% ou R\$ 172,1 milhões em relação ao valor registrado no mesmo período no ano anterior (R\$ 4,2 bilhões).

No acumulado do ano, os Custos e Despesas Não Gerenciáveis totalizaram R\$ 2,9 bilhões, resultado 2,1% ou R\$ 60,0 milhões superior em relação ao mesmo período em 2025 em razão do aumento de R\$ 185,9 milhões na rubrica relacionada a compra de energia elétrica para revenda em razão do aumento no custo de energia no 9M25 versus 9M24, compensada parcialmente por uma redução de R\$ 125,9 milhões nos custos relacionados aos encargos do uso do sistema de transmissão.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis no 9M25, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram aumento de R\$ 112,1 milhões, sendo a maior variação na rubrica de depreciação e amortização (aumento de R\$ 96,2 milhões) relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, além do efeito relacionado à proximidade do final da concessão, quando os montantes amortizados tendem a aumentar. Desconsiderando também tal efeito, os custos gerenciáveis no período teriam registrado um aumento de 1,7% ou R\$ 15,9 milhões.

Além do efeito mencionado acima, os custos e despesas gerenciáveis nos nove meses também foram impactados pelas seguintes variações:

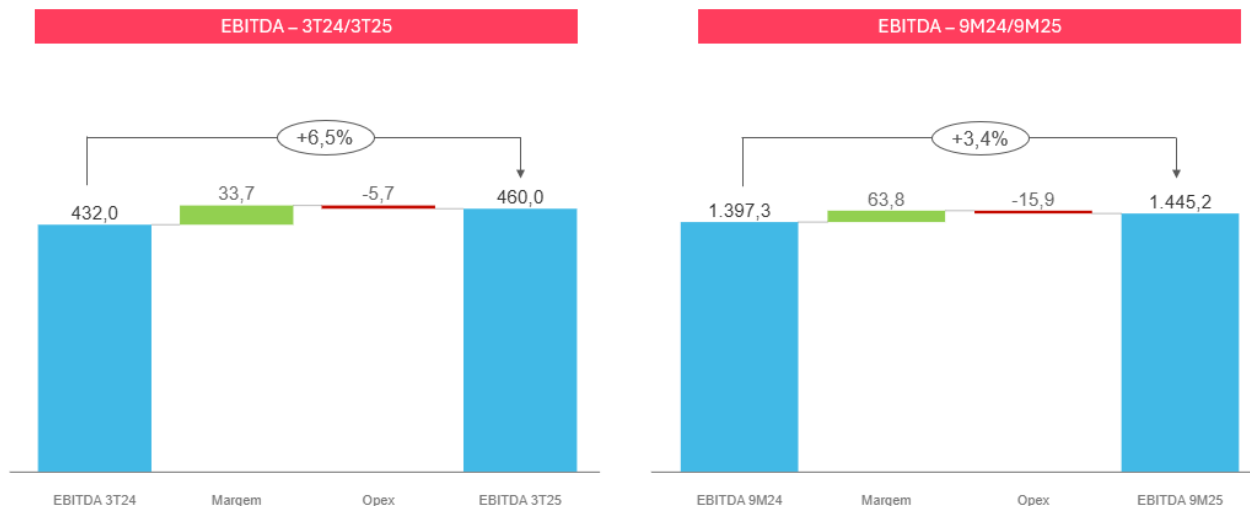
- Aumento de R\$ 48,9 milhões na rubrica de despesa de pessoal em função do projeto *insourcing* que visa o aumento da contratação de colaboradores próprios, além do pagamento do bônus anual;
- Aumento de R\$ 28,1 milhões na linha de Materiais e Serviços de Terceiros explicado pelo aumento no número de podas (348 mil podas realizadas até setembro de 2025), ações de manutenção corretiva, além do reajuste no preço dos contratos com as empresas parceiras;
- Aumento de R\$ 17,1 milhões na rubrica de outras receitas/despesas operacionais.

Tais efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de R\$ 50,3 milhões nas rubricas de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perda de recebíveis explicada pela efetividade nas ações de cobrança com o Poder Público (B2G) e Varejo, que compensou o maior volume de *write-off* de cobranças relacionadas ao período da pandemia, que ultrapassaram o período de cinco anos;

- Aumento de R\$ 17,2 milhões na rubrica de Receita de multas por impontualidade de clientes relacionado a maior arrecadação de contas em atraso;

EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no 3T25 atingiu o montante de R\$ 460,0 milhões, o que representa um aumento de R\$ 28,0 milhões em relação ao 3T24, devido a: (i) melhora da margem, atribuído principalmente ao aumento da ativo financeiro, subvenções de recursos baixa renda e CDE e o aumento da TUSD para o mercado livre compensado parcialmente pelo aumento dos custos operacionais (opex), relacionadas em grande parte ao aumento na rubrica de Material e Serviços de Terceiros, outras despesas/receitas operacionais e Pessoal.

No acumulado do ano, a Companhia atingiu o montante de R\$ 1,4 bilhões, o que representa um aumento de R\$ 47,9 milhões em relação ao mesmo período em 2024. O aumento do EBITDA é explicado principalmente pelos mesmos efeitos observados no trimestre.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	5.383	6.697	-19,6%	10.477	-48,6%	19.927	14.002	42,3%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	14.539	14.231	2,2%	14.436	0,7%	42.668	43.564	-2,1%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	3.249	2.785	16,7%	43.482	-92,5%	61.678	41.388	49,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(16.450)	(1.636)	>100,0%	(17.791)	-7,5%	18.483	2.559	>100,0%
Dívida - Marcação a mercado	12.164	(4.144)	<-100,0%	(2.050)	<-100,0%	13.248	53.174	-75,1%
Outras receitas financeiras	5.457	1.812	>100,0%	338	>100,0%	55.325	7.489	>100,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.400)	(1.387)	0,9%	(3.315)	-57,8%	(8.650)	(5.667)	52,6%
Total - Receitas Financeiras	22.942	18.358	25,0%	45.577	-49,7%	202.678	156.509	29,5%
Despesas financeiras								
Variações monetárias debêntures	(2.581)	(3.345)	-22,8%	(7.730)	-66,6%	(31.141)	(41.732)	-25,4%
Encargos de dívida, debentures e custos de transação	(190.711)	(127.691)	49,4%	(162.167)	17,6%	(488.266)	(407.809)	19,7%
Marcação a mercado de Dívida	18.153	-	-	6.682	>100,0%	(21.733)	-	-
Encargos fundo de pensão	(3.308)	(2.615)	26,5%	(3.303)	0,2%	(9.919)	(7.844)	26,5%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(32.283)	(9.729)	>100,0%	(67.955)	-52,5%	(119.244)	(45.638)	>100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(50.263)	(3.612)	>100,0%	(18.006)	>100,0%	(83.102)	(24.925)	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(40.548)	(11.559)	>100,0%	(12.427)	>100,0%	(80.974)	(96.225)	-15,8%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(2.819)	5.933	<-100,0%	(3.228)	-12,7%	(11.500)	(89)	>100,0%
Outras despesas financeiras	(24.538)	(28.875)	-15,0%	(37.294)	-34,2%	(106.996)	(89.705)	19,3%
Total - Despesas Financeiras	(328.898)	(181.493)	81,2%	(305.428)	7,7%	(952.875)	(713.968)	33,5%
Variações Cambiais	1.233	(136)	<-100,0%	(3.228)	<-100,0%	(3.419)	(505)	>100,0%
Variações cambiais - Empréstimos	10.762	14.136	-23,9%	5.885	82,9%	50.793	(108.838)	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(10.762)	(14.136)	-23,9%	(5.892)	82,7%	(50.801)	108.815	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	1.233	(136)	<-100,0%	(3.221)	<-100,0%	(3.411)	(482)	>100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(304.723)	(163.271)	86,6%	(263.079)	15,8%	(753.616)	(557.964)	35,1%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 3T25 com uma despesa líquida de R\$ 304,7 milhões, representando um aumento de R\$ 141,5 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelo:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 71,6 milhões nas rubricas de dívida (Dívida Marcação a mercado, Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap, encargos de dívidas, debentures e custo de transação, variações monetárias debentures, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido ao aumento do CDI no 3T25 comparado ao 3T24 (3,66% 3T25 vs. 2,62% 3T24) em conjunto com um aumento no volume de dívida contratada entre os períodos analisados;
- Aumento de R\$ 46,7 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas relacionado aos processos cíveis;
- Aumento líquido de despesa no valor de R\$ 22,1 milhões nas rubricas de variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais.

No acumulado do ano, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 753,6 milhões, montante R\$ 195,7 milhões superior ao valor registrado no 9M24. Esta variação é em decorrência, principalmente, de:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 100,3 milhões nas rubricas de dívida (Dívida Marcação a mercado, Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap, encargos de dívidas, debentures e custo de transação, variações monetárias debentures, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido ao aumento do CDI (10,36% 9M25 vs. 7,99% 9M24) em conjunto com um aumento no volume de dívida contratada entre os períodos analisados;
- Aumento de R\$ 58,2 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas relacionado ao aumento de processos cíveis no período;
- Aumento líquido de despesa no valor de R\$ 53,3 milhões nas rubricas de variação monetária de ativos financeiros setoriais.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- Aumento na rubrica de outras receitas financeiras no valor de R\$ 47,8 milhões em função, principalmente, do aumento na atualização de créditos tributários.

Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Ceará registrou prejuízo líquido de R\$ 25,6 milhões no 3T25, representando uma piora de R\$ 93,8 milhões em relação ao 3T24, explicado em grande parte pelo aumento da despesa financeira conforme explicado anteriormente, compensado parcialmente pelo aumento do EBITDA no período.

Nos nove meses de 2025, a Enel Ceará registrou lucro líquido de R\$ 91,9 milhões, representando uma redução de R\$ 170,7 milhões em relação ao 9M24, também explicado principalmente pelo aumento da despesa financeira.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	5.795.575	5.331.940	8,7%	5.526.987	4,9%	5.795.575	5.331.940	8,7%
Dívida com Terceiros	3.326.018	3.310.238	0,5%	3.150.110	5,6%	3.326.018	3.310.238	0,5%
Dívida Intercompany	2.469.557	2.021.702	22,2%	2.376.877	3,9%	2.469.557	2.021.702	22,2%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	108.292	162.165	-33,2%	185.044	-41,5%	108.292	162.165	-33,2%
Dívida líquida (R\$ mil)	5.687.283	5.169.775	10,0%	5.341.943	6,5%	5.687.283	5.169.775	10,0%
Dívida Bruta / EBITDA (3)*	2,76	2,56	7,9%	2,65	4,4%	2,76	2,56	7,9%
Dívida Líquida / EBITDA (3)*	2,71	2,48	9,2%	2,56	6,0%	2,71	2,48	9,2%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,53	0,51	2,5%	0,51	2,6%	0,53	0,51	2,5%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,52	0,51	3,1%	0,50	3,4%	0,52	0,51	3,1%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisão para crédito de liquidação duvidosa + Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas + Provisão para redução ao valor recuperável (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia encerrou 3T25 em R\$ 5.796 milhões, um aumento de R\$ 464 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, às novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 2.805 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 739 milhões, parcialmente compensados por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 2.690 milhões e R\$ 380 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 10 milhões.

A Companhia encerrou 3T25 com o custo médio da dívida de 15,13% a.a.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 100 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 possui ainda autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, no valor de até R\$ 4.500.000, conforme Despachos de Nº 1.951/24 e Nº 1.517/25.

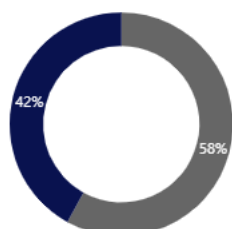
Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil, no montante de R\$ 792 milhões, que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário, de acordo com as anuências da Aneel.

A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da Enel Finance International (EFI), disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro, de acordo com as anuências da Aneel.

Classificação de Riscos (Rating)

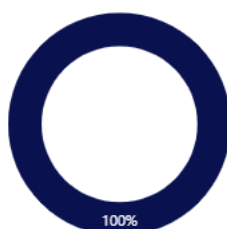
Em 22 de agosto de 2025, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Set/25



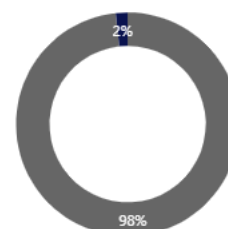
● Longo Prazo ● Curto Prazo

Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Set/25



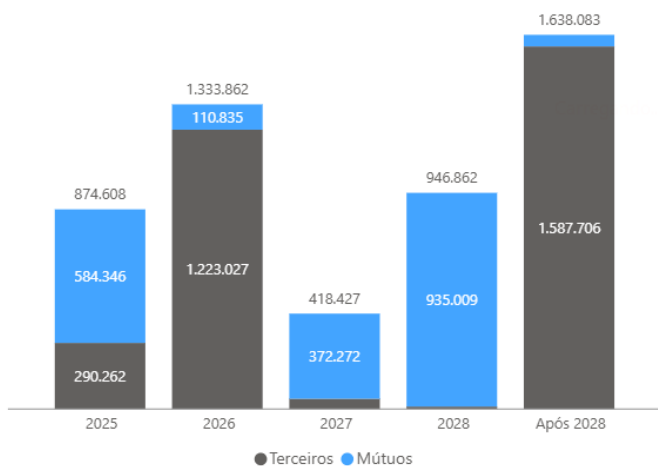
● Reais (BRL)

Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Set/25

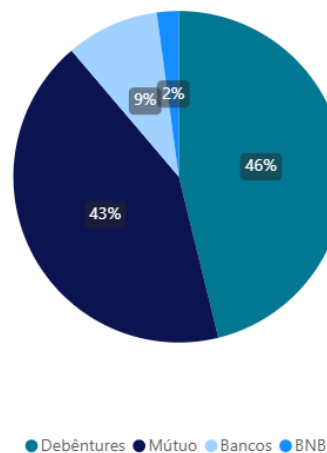


● CDI ● IPCA

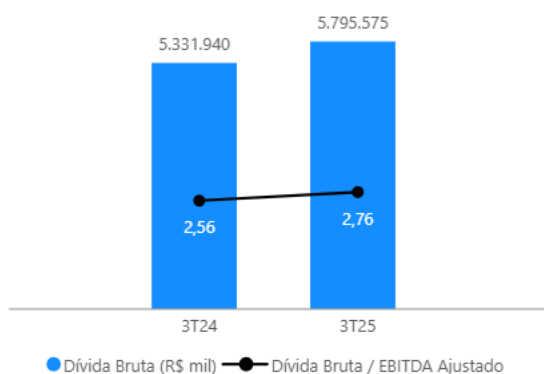
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em Set/25



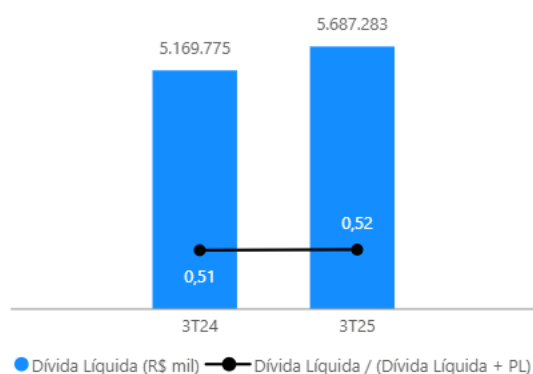
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Set/25



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezes)
Evolução 3T24 – 3T25



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 3T24 – 3T25



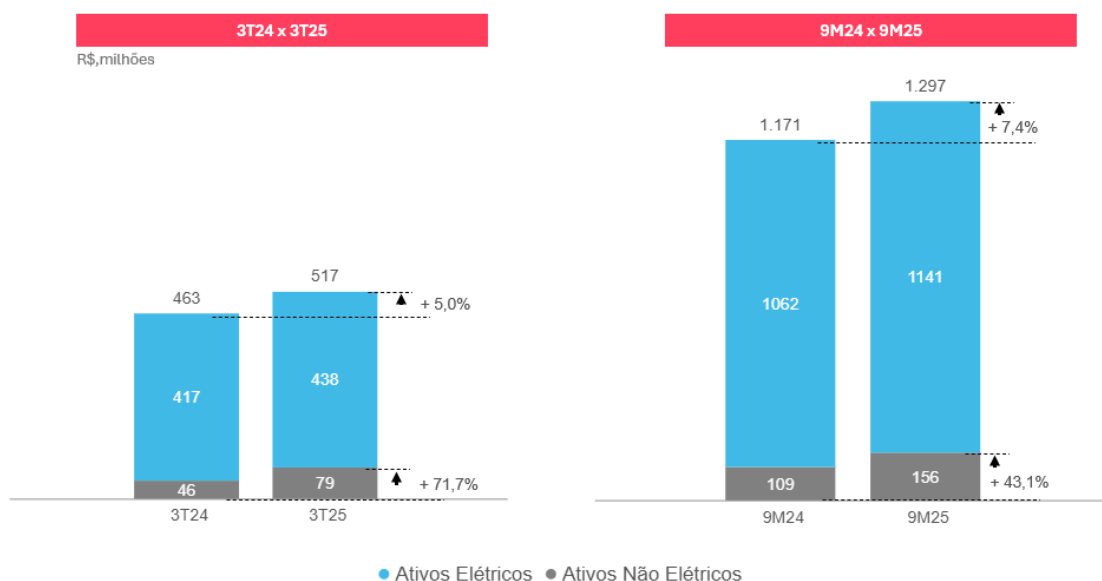
Investimentos³

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Manutenção	178.481	148.474	20,2%	144.768	23,3%	440.083	329.694	33,5%
Crescimento	68.994	64.130	7,6%	52.048	32,6%	187.277	143.382	30,6%
Novas Conexões	251.093	247.067	1,6%	202.813	23,8%	632.534	686.015	-7,8%
Financiado pela Companhia	498.568	459.670	8,5%	399.629	24,8%	1.259.895	1.159.090	8,7%
Financiado pelo Cliente	18.347	3.250	>100,0%	4.754	>100,0%	36.937	11.980	>100,0%
Total	516.915	462.920	11,7%	404.383	27,8%	1.296.832	1.171.070	10,7%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

Ativos Elétricos e Não Elétricos



Durante o 1T25, o Grupo implementou mudanças relacionadas à mudança de taxonomia de algumas rubricas de investimentos. Desta forma, os números de 2024 foram reclassificados para fins de comparação. Cabe destacar, que o montante total permanece o mesmo alterando apenas os valores entre classes.

A Companhia investiu R\$ 516,9 milhões no 3T25, representando um crescimento de 11,7% em relação ao montante investido no mesmo período do ano passado. Do volume investido no 3T25, este foi alocado, principalmente em atividades de novas conexões, totalizando R\$ 269,4 milhões (R\$ 251,1 milhões de recursos próprios e R\$ 18,3 milhões financiados pelos clientes).

Para manutenção foram investidos R\$ 178,4 milhões, sendo R\$ 87,7 milhões para as atividades relacionadas a manutenção corretiva. Na parte de crescimento foram investidos R\$ 68,9 milhões, com destaque para atividades voltadas para a qualidade (R\$ 18,5 milhões) e ao programa de redução de perdas (R\$ 12,2 milhões).

No acumulado do ano o montante total investido atingiu R\$ 1,3 bilhões, o que representa um aumento de 10,7% ou R\$ 125,8 milhões frente o mesmo período de 2024.

Aspectos Ambientais, Sociais e de Governança (ASG) na Enel

A Enel Brasil se consolida como uma empresa que busca o desenvolvimento sustentável, direcionando suas ações e investimentos sociais de acordo com fundamentos e valores como **confiança, inovação, proatividade, flexibilidade e respeito**.

³ Dados prévios referente ao 3T25

Os pilares ESG (*Environment, Social and Governance*) fazem parte da nossa estratégia de sustentabilidade, assim como a Agenda 2030 da ONU, ambos direcionadores cruciais no setor elétrico. Além disso, consideramos em nossa estratégia os grandes desafios da atualidade, como a transição energética acessível e justa, baseada nas fontes renováveis de geração. Dessa maneira buscamos contribuir para o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas. Desse total, quatro orientam a nossa criação de valor: Energia Limpa e Acessível (ODS 7), Indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9), Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11), Combate às Mudanças Climáticas (ODS 13).

A nossa estratégia de sustentabilidade considera os resultados de escutas de diversas partes interessadas, além dos direcionares de negócio. A partir disso, os objetivos são desdobrados em metas e iniciativas de curto, médio e longo prazo, que farão parte do Plano de Sustentabilidade, revisto anualmente e reportado periodicamente ao Conselho de Administração, de forma a garantir a transparência e o monitoramento da nossa jornada rumo ao progresso sustentável.

O atual Plano de Sustentabilidade da Enel, abrange o ciclo 2025-2027 e estabelece objetivos ASG específicos em 5 grandes temas: Ambição Zero Emissões, Grupos de Interesse, Natureza, Direitos Humanos e Aceleradores de Crescimento.

Especificamente para as metas ambientais, destacam-se o programa de verificações ambientais em contratadas – *Assessment Ambiental*, que atesta o cumprimento legal e ambiental das empresas parceiras a ENEL e o programa *ECoS- Extra-checking* on site que verifica a performance ambiental dos processos ENEL. Importante destacar que estes programas compõem do Sistema de Gestão ambiental certificado, ISO 14001.

Com o objetivo de gerar valor compartilhado para a sociedade e comunidades locais, em especial nas regiões de maior vulnerabilidade social onde a Enel está inserida, a companhia mantém o programa Enel Compartilha, que inclui projetos socioambientais voltados aos temas da eficiência energética, economia circular, educação para o consumo consciente e seguro de energia, cidadania, além de geração de renda e empregabilidade, ambos alinhados aos compromissos de sustentabilidade e à estratégia de negócio do Grupo Enel no Brasil.

Dessa forma, ao final do terceiro trimestre de 2025, a Enel Distribuição Ceará acumulou o investimento de R\$ 17,2 milhões e beneficiou 162.886 pessoas, por meio de 178 iniciativas. Como destaque do período, relacionamos algumas ações realizadas pelo programa social Enel Compartilha:

Inauguração do ponto de eletrônicos do Ecoenel - ODS 07

Em 2025, o programa Ecoenel arrecadou, em 14 municípios, 2.245 toneladas de recicláveis, beneficiando 1.080 clientes com bônus de mais de R\$ 986 mil na conta de energia. Como destaque, em agosto, o programa inaugurou um novo ecoponto, em Fortaleza, voltado para o descarte de resíduos eletrônicos.

Caravanas de Sustentabilidade pelo interior do Ceará – ODS 04 e 07

Em setembro, a Enel realizou um mutirão de serviços operacionais nos municípios de Juazeiro do Norte e Crato. Os municípios também contaram com atividades de Sustentabilidade, como troca de geladeiras, a presença da Nave Educacional e a loja móvel de atendimento. Os projetos também percorreram os municípios de Tejuçuoca, Quixeramobim, Barbalha, Brejo Santo, Aracati e Canindé. Ao todo, as ações beneficiaram 5.987 pessoas, incluindo a troca de 400 geladeiras e 468 lâmpadas por modelos mais eficientes.

Energia que Conecta - Doação de notebooks – ODS 04

Em setembro, a Enel Distribuição Ceará, em parceria com o IAPS (Instituto de Assistência e Proteção Social), realizou a entrega de 91 notebooks recondicionados para 11 instituições sociais de diferentes regiões do estado. A iniciativa promove a inclusão digital, a capacitação comunitária e o empreendedorismo, beneficiando associações comunitárias. Além de levar oportunidades, a ação reforça o compromisso da Enel com a economia circular e o reaproveitamento de equipamentos.

Incubadora de Negócios - Edição Caucaia – ODS 08

A quarta edição da Incubadora de Negócios Enel foi realizada no município de Caucaia, beneficiando mulheres assistidas pelo Centro de Formação Profissional Yolanda e Edson Queiroz. A Incubadora, em parceria com o Sebrae, tem o objetivo de contribuir com a geração de renda e incentivar o empreendedorismo feminino por meio de capacitações e consultorias, além de um aporte de capital semente para os três melhores modelos de negócio.

Enel Compartilha Liderança em Rede - Abertura Frente Baturité – ODS 17

O projeto Enel Compartilha Liderança em Rede busca estabelecer uma relação de maior proximidade entre a Enel e as comunidades da área de concessão da empresa. O projeto conta com 12 frentes comportando cerca de 42 municípios e mais de 300 líderes comunitários ativos. Como destaque, no terceiro semestre do ano foi realizado o Fórum de Abertura da Frente Baturité, que acrescentará sete municípios e 19 novos líderes à rede de lideranças comunitárias.

Olimpíada Nacional de Eficiência Energética – ODS 7

A Olimpíada Nacional de Eficiência Energética (ONEE), promovida pela ANEEL e coordenada pela ABRADÉE, busca conscientizar estudantes e educadores sobre o uso eficiente da energia. Para incentivar a participação em sua área de concessão, a Enel Ceará realizou 12 Blitz de Eficiência Energética em escolas públicas e privadas. O período de inscrições, encerrado em 5 de outubro, registrou a participação de 32.524 alunos e 1.115 educadores de 663 escolas, em 163 municípios no Ceará, o melhor resultado entre todas as empresas do país. A próxima fase ocorrerá em formato *online*, com desafios e premiações que incluem medalhas, *notebooks*, viagem à Brasília e vales-presente.

Indicadores ASG - Enel Ceará

Indicadores

	3T25	3T24
Colaboradores próprios (unit)	2.421	1.934
Colaboradores terceirizados (unit)	9.693	9.326
% de mulheres na Empresa	13,6%	15,4%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	19,1%	21,3%
Taxa de Rotatividade (2)	10,3%	8,1%
Número de membros no conselho (unit)	8	9
Número de membros independentes no conselho (unit)	2	2
% de mulheres no conselho	12,5%	22,2%
Beneficiados pelos projetos sociais (3)	162.886	163.548
Resíduos perigosos enviados para recuperação	99%	99%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	95%	84%
Avaliação de fornecedores ambientais (4)	6	5
Realização de ECoS Ambiental (5)	-	1

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

(3) O número do 3T24 foi adaptado a fim de refletir uma mudança nos critérios de contabilização de alguns projetos realizada no final de 2024; (4) Meta 2025: 8; (5) Meta 2025: 1

ASPECTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual 2025

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 15 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2025 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2025, Resolução Homologatória nº 3.445/2025.

Em abril de 2025, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia com um índice de reajuste de +0,06% composto por (i) reajuste econômico de +3,84%, sendo +1,31% de Parcela A, +2,53% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -3,78%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de -2,16%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,10%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	0,99%
Energia Comprada	1,33%
Encargos de Transmissão	-1,01%
Parcela A	1,31%
Parcela B	2,53%
Reajuste Econômico	3,84%
CVA Total	-2,61%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	-1,16%
Reajuste Financeiro	-3,78%
Índice de reajuste Total	0,06%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-2,16%
Efeito Para o Consumidor	-2,10%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em +2,2%, representando +1,31% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.228 milhões. Um acréscimo de +6,5%, representando +0,99% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 2.911 milhões. Um acréscimo de +3,6%, contemplando o custo de compra de energia que representa +1,33% no reajuste econômico decorrente principalmente dos contratos de leilão de energia nova; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 520 milhões. Os custos de transmissão tiveram redução de -12,8%, correspondendo a um efeito de -1,01% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em +6,4%, representando uma participação de +2,53% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de +8,58% no período de 12 meses findos em março de 2025; e
- Fator X de +2,157%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,739%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel CE;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,021%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de +1,439%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante negativo de R\$ 298 milhões, dentre os quais destacam-se: R\$ 125 milhões negativos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), CVA da quitação da COVID de R\$ 81 milhões negativo, quitação da Escassez Hídrica de R\$ 74 milhões negativos, crédito de PIS/COFINS negativo de R\$ 392 milhões

e reversão de risco hidrológico negativo de R\$ 175 milhões; sendo estes valores parcialmente compensados pela previsão do risco hidrológico positivo em R\$ 173 milhões e diferimento tarifário de R\$ 533 milhões positivo.

O reajuste tarifário médio de -2,10% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-2,84%
Baixa Tensão	-1,89%
Efeito Médio	-2,10%

Bandeira Tarifária

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

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

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 afluições 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.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 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												
PLD gatilho - R\$/MWh	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	110,77	75,80	254,18	599,72	286,80	61,07

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

2025	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	58,60	58,60	264,69	208,03	241,89	310,35	228,45	310,30	315,54			

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

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

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

ANEXO 1

DRE (R\$ MIL)

	3T25	3T24	Var. %	9M25	9M24	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.409.691	3.243.694	5,1%	9.258.575	8.674.648	6,7%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.239.360	2.257.396	-0,8%	6.640.960	6.821.787	-2,7%
CVA	325.941	236.767	37,7%	302.613	3.401	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	186.700	149.342	25,0%	536.461	439.912	21,9%
Receita de Construção	507.552	448.162	13,3%	1.303.549	1.019.763	27,8%
Outras Receitas	150.138	152.027	-1,2%	474.992	389.785	21,9%
Deduções da Receita Operacional	(1.059.638)	(889.518)	19,1%	(2.700.576)	(2.524.272)	7,0%
Receita Operacional Líquida	2.350.053	2.354.176	-0,2%	6.557.999	6.150.376	6,6%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.062.830)	(1.160.007)	-8,4%	(2.861.008)	(2.801.004)	2,1%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(899.905)	(930.418)	-3,3%	(2.313.405)	(2.127.488)	8,7%
Encargos de conexão e uso da rede	(162.925)	(229.589)	-29,0%	(547.603)	(673.516)	-18,7%
Custo/Despesa Operacional	(1.012.841)	(917.498)	10,4%	(2.795.345)	(2.399.471)	16,5%
Pessoal	(60.187)	(55.648)	8,2%	(184.451)	(135.537)	36,1%
Material e Serviços de terceiros	(203.529)	(182.326)	11,6%	(591.741)	(563.594)	5,0%
Depreciação e amortização	(185.603)	(155.339)	19,5%	(543.540)	(447.362)	21,5%
Provisões	(21.793)	(43.433)	-49,8%	(77.732)	(155.330)	-50,0%
Custo de construção	(507.552)	(448.162)	13,3%	(1.303.549)	(1.019.763)	27,8%
Outros	(6.490)	(20.050)	-67,6%	(27.736)	(28.413)	-2,4%
Outras receitas/despesas operacionais	(27.687)	(12.540)	>100,0%	(66.596)	(49.472)	34,6%
EBITDA	459.985	432.010	6,5%	1.445.186	1.397.262	3,4%
EBIT	274.382	276.671	-0,8%	901.646	949.900	-5,1%
Resultado Financeiro	(304.723)	(163.271)	86,6%	(753.616)	(557.964)	35,1%
Receita Financeira	22.942	18.358	25,0%	202.678	156.509	29,5%
Despesa Financeira	(328.898)	(181.493)	81,2%	(952.875)	(713.968)	33,5%
Variações Cambiais	1.233	(136)	<-100,0%	(3.419)	(505)	>100,0%
Resultado antes dos impostos	(30.341)	113.400	<-100,0%	148.030	391.936	-62,2%
IR/CS	4.735	(45.243)	<-100,0%	(56.161)	(129.361)	-56,6%
Lucro/Prejuízo Líquido	(25.606)	68.157	<-100,0%	91.869	262.575	-65,0%