

Build the  
through

**FUTURE**

**SUSTAINABLE**

**POWER.**

**Fortaleza, 29 de julho de 2025** – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do segundo trimestre de 2025 (“2T25”) e do primeiro semestre (“1S25”, “6M25”).

### DESTAQUES

 Crescimento de 29,5% do EBITDA no 2T25 vs. 2T24, suportado pela melhora da margem e dos custos operacionais (Opex);

 Lucro Líquido atingiu crescimento de 23,9% no trimestre;

 R\$ 779,9 milhões de investimentos acumulados no ano, 10,1% acima do mesmo período de 2024;

 Melhora significativamente do TMA (Tempo Médio de Atendimento), com redução de 264 minutos (-31,8%);

 DEC de 9,20 horas, representando uma melhora de 8,9% ou redução de 0,9 horas quando comparado ao mesmo período de 2024;

 Perdas de energia em trajetória de queda, com redução 0,92 p.p nos últimos 12 meses comparado com o mesmo período no ano anterior;

 Total de colaboradores 11.682, crescimento de 4,6% sobre o mesmo período de 2024. Crescimento de 18,5% dos colaboradores próprios (+ 327 vs.Jun/2024), ratificando o compromisso assumido pela empresa de melhoria contínua da qualidade do serviço e resiliência da rede;

 Emissão de debêntures no valor de R\$ 1 bilhão.

### DESTAQUES DO PERÍODO

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
Receita Bruta (R\$ mil)	3.122.794	2.664.979	17,2%	2.726.090	14,6%	5.848.884	5.430.954	7,7%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.270.995	1.861.920	22,0%	1.936.951	17,2%	4.207.946	3.796.200	10,8%
EBITDA (3) (R\$ mil)	573.727	443.121	29,5%	411.473	39,4%	985.200	965.250	2,1%
Margem EBITDA (%)	25,26%	23,80%	1,46 p.p	21,24%	4,02 p.p	23,41%	25,43%	-2,02 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	31,43%	28,30%	3,13 p.p	25,94%	5,49 p.p	28,87%	29,93%	-1,06 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)	389.644	297.740	30,9%	237.619	64,0%	627.263	673.227	-6,8%
Margem EBIT (%)	17,16%	15,99%	1,17 p.p	12,27%	4,89 p.p	14,91%	17,73%	-2,82 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	83.435	67.340	23,9%	34.040	>100,0%	117.475	194.418	-39,6%
Margem Líquida	3,67%	3,62%	0,05 p.p	1,76%	1,91 p.p	2,79%	5,12%	-2,33 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,57%	4,30%	0,27 p.p	2,15%	2,42 p.p	3,44%	6,03%	-2,59 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.435	3.383	1,5%	3.434	0,0%	6.869	6.775	1,4%
CAPEX (R\$ mil)*	404.383	373.613	8,2%	375.534	7,7%	779.918	708.150	10,1%
DEC (12 meses)*	9,20	10,10	-8,9%	9,00	2,2%	9,20	10,10	-8,9%
FEC (12 meses)*	4,59	3,82	20,2%	4,10	12,0%	4,59	3,82	20,2%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	97,46%	98,40%	-0,94 p.p	97,58%	-0,12 p.p	97,46%	98,40%	-0,94 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,97%	17,89%	-0,92 p.p	17,02%	-0,05 p.p	16,97%	17,89%	-0,92 p.p
PMSO (5) / Consumidor*	72,07	80,22	-10,2%	81,79	-11,9%	153,46	153,55	-0,1%

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

(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 aproximadamente 4,3 milhões de consumidores, e envolve uma população de cerca de 8,8 milhões de habitantes\*.

### DADOS GERAIS\*\*

	2T25	2T24	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	159.958	158.134	1,2%
Linhas de Transmissão (Km)	5.740	5.607	2,4%
Subestações (Unid.)	128	127	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	13.782	13.489	2,2%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,71%	4,73%	-0,02 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,45%	2,46%	-0,01 p.p

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

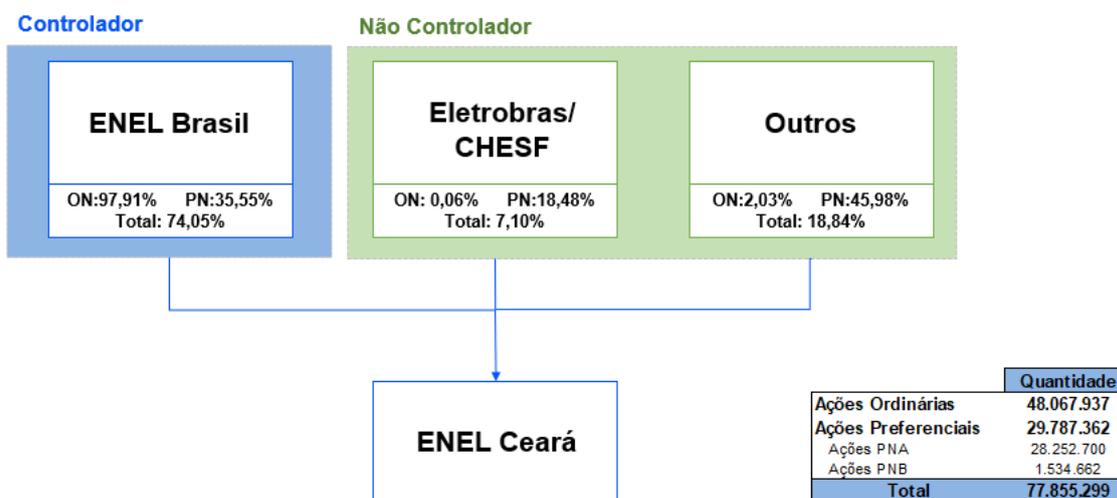
(2) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE



## 2 PERFIL CORPORATIVO

### Organograma Societário Simplificado

Posição em 30 de junho de 2025



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

\*\* Dados prévios referente ao 2T25.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

### Mercado de Energia

#### NUMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)\*

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>4.322.832</b>	<b>4.268.400</b>	<b>1,3%</b>	<b>4.302.045</b>	<b>0,5%</b>	<b>4.322.832</b>	<b>4.268.400</b>	<b>1,3%</b>
Residencial - Convencional	2.158.651	2.202.639	-2,0%	2.145.283	0,6%	2.158.651	2.202.639	-2,0%
Residencial - Baixa Renda	1.538.156	1.419.411	8,4%	1.527.155	0,7%	1.538.156	1.419.411	8,4%
Industrial	5.125	5.690	-9,9%	5.668	-9,6%	5.125	5.690	-9,9%
Comercial	183.270	183.355	-0,0%	182.937	0,2%	183.270	183.355	-0,0%
Rural	383.096	403.829	-5,1%	386.414	-0,9%	383.096	403.829	-5,1%
Setor Público	54.534	53.476	2,0%	54.588	-0,1%	54.534	53.476	2,0%
<b>Cientes Livres</b>	<b>2.187</b>	<b>1.154</b>	<b>89,5%</b>	<b>1.947</b>	<b>12,3%</b>	<b>2.187</b>	<b>1.154</b>	<b>89,5%</b>
Residencial	1	-	-	-	-	1	-	-
Industrial	542	318	70,4%	495	9,5%	542	318	70,4%
Comercial	1.489	800	86,1%	1.360	9,5%	1.489	800	86,1%
Rural	57	25	>100,0%	54	5,6%	57	25	>100,0%
Setor Público	98	11	>100,0%	38	>100,0%	98	11	>100,0%
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>4.325.019</b>	<b>4.269.554</b>	<b>1,3%</b>	<b>4.303.992</b>	<b>0,5%</b>	<b>4.325.019</b>	<b>4.269.554</b>	<b>1,3%</b>

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

A Companhia encerrou o mês de junho de 2025 com um aumento de 1,3% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no mesmo período em 2024.

No mercado cativo, o crescimento é atribuído às classes residencial Baixa Renda e Setor Público. 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, 89,5% acima do total de consumidores livres efetivos faturados no 2T24, 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)\*

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.452	2.539	-3,4%	2.523	-2,8%	4.975	5.164	-3,7%
Cientes Livres	974	833	16,9%	903	7,9%	1.876	1.592	17,8%
Revenda	4	3	33,3%	4	0%	7	7	0%
Consumo Próprio	5	7	-28,6%	5	0%	11	13	-15,4%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>3.435</b>	<b>3.383</b>	<b>1,5%</b>	<b>3.434</b>	<b>0,0%</b>	<b>6.869</b>	<b>6.775</b>	<b>1,4%</b>

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

### Mercado Cativo

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

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
Residencial - Convencional	865	921	-6,1%	882	-1,9%	1.747	1.845	-5,3%
Residencial - Baixa Renda	614	548	12,0%	645	-4,8%	1.259	1.109	13,5%
Industrial	60	88	-31,8%	66	-9,1%	126	183	-31,1%
Comercial	280	357	-21,6%	299	-6,4%	578	719	-19,6%
Rural	223	230	-3,0%	248	-10,1%	471	511	-7,8%
Setor Público	410	395	3,8%	383	7,0%	793	796	-0,4%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>2.452</b>	<b>2.539</b>	<b>-3,4%</b>	<b>2.523</b>	<b>-2,8%</b>	<b>4.975</b>	<b>5.164</b>	<b>-3,6%</b>

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

O mercado cativo totalizou 2.452 GWh no 2T25, redução de 3,4% frente ao volume registrado no 2T24 (2.539 GWh), 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 3,6% em comparação ao 6M24, também justificado pelos efeitos abordados acima.

A classe Residencial Baixa Renda apresentou uma alta de 12,0% e 13,5% no 2T25 e 6M25 respectivamente quando comparado aos mesmos períodos de 2024 explicados pelo efeito da redução no nível de chuvas no período, impactando na percepção do aumento da temperatura, além do crescimento orgânico de consumidores e da intensificação do cadastramento dos consumidores baixa renda.

Em contrapartida, a classe Residencial Convencional apresentou uma redução de 6,1% e 5,3% versus o 2T24 e 6M24, atribuído principalmente à migração de clientes convencionais para Geração Distribuída.

As classes industrial e comercial apresentaram redução de 31,8% e 21,6% respectivamente no 2T25 em comparação ao 2T24, explicado pela migração destes clientes para o mercado livre. A mesma tendência também foi observada no acumulado do ano.

Já a classe Rural registrou uma queda de 3,0% e 7,8% no 2T25 e 6M25 respectivamente versus o ano anterior.

O Setor Público registrou aumento de 3,8% no 2T25 frente ao mesmo período do ano anterior, reflexo do aumento do consumo em na categoria Poder Público, que inclui universidades, hospitais, secretarias e prefeituras. No acumulado do ano, o consumo no Setor Público permaneceu praticamente estável em relação ao 6M24.

## Clientes Livres

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

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
Residencial	0,1	-	-	-	-	0,1	-	-
Industrial	550	527	4,4%	502	9,6%	1.052	987	6,6%
Comercial	349	270	29,3%	327	6,7%	676	531	27,3%
Rural	16	8	100,0%	16	-	32	16	100,0%
Setor Público	59	29	>100,0%	58	1,7%	117	58	>100,0%
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*</b>	<b>974</b>	<b>833</b>	<b>16,9%</b>	<b>903</b>	<b>7,9%</b>	<b>1.876</b>	<b>1.592</b>	<b>17,8%</b>

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

O consumo de energia para o mercado livre apresentou um aumento de 16,9% e 17,8% no 2T25 e 6M25 comparado ao mesmo período do ano passado em razão do crescimento do número de clientes em todas as classes, contribuindo para o aumento do consumo. No segmento comercial, além do efeito da migração, o crescimento econômico do varejo também contribuiu para o aumento do consumo.

## Compra de Energia<sup>1</sup>

### COMPRA DE ENERGIA (GWH)\*

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
Angra 1 e 2	103	104	-1,0%	102	1,0%	205	207	-1,0%
PROINFA	55	57	-3,5%	48	14,6%	104	111	-6,3%
Leilões e Quotas	3.047	2.390	27,5%	3.041	0,2%	6.088	4.791	27,1%
<b>Total - Compra de Energia s/ CCEE</b>	<b>3.312</b>	<b>3.038</b>	<b>9,0%</b>	<b>3.299</b>	<b>0,4%</b>	<b>6.611</b>	<b>6.086</b>	<b>8,6%</b>
Liquidação na CCEE	(38)	270	<-100,0%	(109)	-65,1%	(147)	637	<-100,0%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>3.274</b>	<b>3.308</b>	<b>-1,0%</b>	<b>3.190</b>	<b>2,6%</b>	<b>6.464</b>	<b>6.723</b>	<b>-3,9%</b>

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

## Balanco de Energia<sup>2</sup>

### BALANÇO DE ENERGIA\*

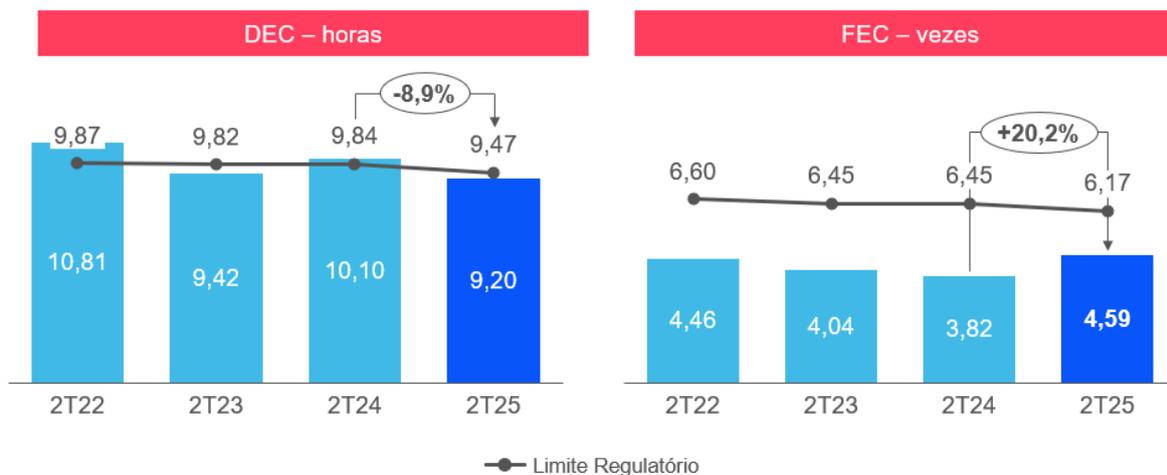
	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	4.645	4.355	6,7%	4.467	4,0%	9.112	8.770	3,9%
Energia distribuída (GWh)	3.847	3.597	7,0%	3.807	1,1%	7.653	7.223	6,0%
Mercado Cativo	2.869	2.760	3,9%	2.900	-1,1%	5.770	5.624	2,6%
Mercado Livre	977	837	16,7%	906	7,8%	1.884	1.599	17,8%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	798	759	5,1%	660	20,9%	1.458	1.547	-5,8%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	17,18%	17,42%	-0,24 p.p	14,78%	2,40 p.p	16,00%	17,64%	-1,64 p.p

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

<sup>1</sup> Dados prévios referente ao 2T25

Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento<sup>2</sup>



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 2T25, considerando os últimos 12 meses, o DEC apresentou uma redução de 8,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando abaixo do limite regulatório que é de 9,47 para o ano de 2025. Já o FEC apresentou uma alta de 20,2% no 2T25 quando comparado com o mesmo período no ano anterior, relacionado a elevação no número de incidências decorrentes de desgastes da rede.

A melhoria observada no indicador de qualidade DEC, reflete, principalmente, as iniciativas da Companhia voltadas para melhoria da qualidade dos serviços, que englobam melhorias na infraestrutura da rede, com o aumento de investimentos focados em resiliência e no tempo médio de atendimento, com a redução do tempo de resposta às ocorrências e *Insourcing* das equipes emergenciais com redução do tempo médio de atendimento das ocorrências emergenciais.

Disciplina de Mercado – Perdas<sup>(3) (4)</sup>

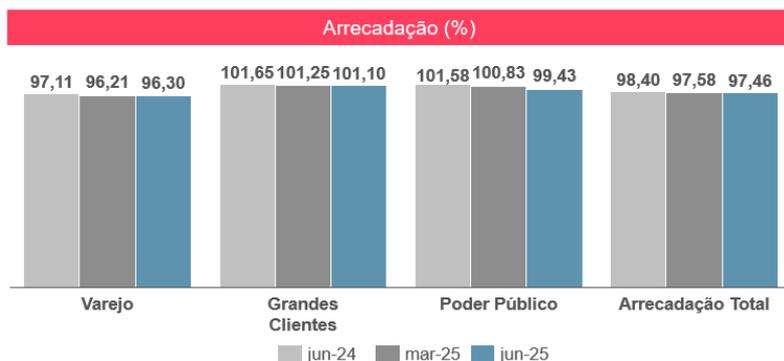


As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) alcançaram 16,97% no 2T25, uma redução de 0,92 p.p. em relação às perdas registradas em 2T24, de 17,89%.

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 2T25.

<sup>2</sup> Dados prévios referente ao 2T25

### Arrecadação<sup>3</sup>



O índice de arrecadação da companhia atingiu 97,46% no 2T25 contra 98,40% no mesmo período do ano anterior, representando uma redução de 0,94 p.p.. Tal variação reflete menor arrecadação em todas as classes, em particular no setor público devido a alteração no perfil de pagamento deste segmento.

A Companhia vem conduzindo com êxito ações de comunicação com os clientes, aliadas à ampliação dos canais digitais de pagamento, como PIX, parcelamento de faturas e um canal online de negociação para regularização de débitos em aberto. Além disso, a Distribuidora tem intensificado de forma eficiente as ações administrativas de cobrança, por meio do envio de SMS, URA, atendimento humano e aplicação de restrições de crédito. Já se percebe uma recuperação no índice de arrecadação do segmento de varejo frente o 1T25.

A Companhia vem conduzindo com êxito ações de comunicação com os clientes, aliadas à ampliação dos canais digitais

Cabe destacar que o Estado do Ceará possui um dos maiores índices de inadimplência por habitante do Brasil, sendo as contas básicas de consumo um dos principais itens da lista de inadimplemento.

<sup>3</sup> Dados prévios referente ao 2T25

<sup>4</sup> 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)

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.003.418	2.063.722	-2,9%	1.892.446	5,9%	3.895.864	4.186.327	-6,9%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(2.664)	(20.544)	-87,0%	(12.819)	-79,2%	(15.483)	(37.287)	-58,5%
Subvenção baixa renda	136.143	127.144	7,1%	141.762	-4,0%	277.905	254.852	9,0%
Subvenção de recursos da CDE	123.807	67.554	83,3%	119.507	3,6%	243.314	160.499	51,6%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.260.704	2.237.876	1,0%	2.140.896	5,6%	4.401.600	4.564.391	-3,6%
Ativos e passivos financeiros setoriais	96.093	(122.602)	<-100,0%	(119.421)	<-100,0%	(23.328)	(233.366)	-90,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	178.580	153.025	16,7%	171.181	4,3%	349.761	290.570	20,4%
Receita de construção	445.443	296.112	50,4%	350.554	27,1%	795.997	571.601	39,3%
Marcação a mercado de ativo indenizável	72.036	69.370	3,8%	145.651	-50,5%	217.687	162.631	33,9%
Outras receitas	69.938	31.198	>100,0%	37.229	87,9%	107.167	75.127	42,6%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>3.122.794</b>	<b>2.664.979</b>	<b>17,2%</b>	<b>2.726.090</b>	<b>14,8%</b>	<b>5.848.884</b>	<b>5.430.954</b>	<b>7,7%</b>
ICMS	(422.471)	(421.633)	0,2%	(437.056)	-3,3%	(859.527)	(847.275)	1,4%
COFINS - corrente	(168.973)	(147.008)	14,9%	(140.642)	20,1%	(309.615)	(300.363)	3,1%
PIS - corrente	(36.685)	(31.916)	14,9%	(30.534)	20,1%	(67.219)	(65.210)	3,1%
ISS	(1.341)	(1.657)	-19,1%	(1.373)	-2,3%	(2.714)	(3.427)	-20,8%
Total - Tributos	(629.470)	(602.214)	4,5%	(609.605)	3,3%	(1.239.075)	(1.216.275)	1,9%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(17.137)	(14.960)	14,6%	(14.261)	20,2%	(31.398)	(30.386)	3,3%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(146.479)	(183.783)	-20,3%	(154.897)	-5,4%	(301.376)	(383.476)	-21,4%
Encargos do consumidor - CCRBT	(55.762)	573	<-100,0%	(7.714)	>100,0%	(63.476)	682	<-100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.951)	(2.675)	10,3%	(2.662)	10,9%	(5.613)	(5.299)	5,9%
Total - Encargos Setoriais	(222.329)	(200.845)	10,7%	(179.534)	23,8%	(401.863)	(418.479)	-4,0%
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(851.799)</b>	<b>(803.059)</b>	<b>6,1%</b>	<b>(789.139)</b>	<b>7,9%</b>	<b>(1.640.938)</b>	<b>(1.634.754)</b>	<b>0,4%</b>
<b>Total - Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.270.995</b>	<b>1.861.920</b>	<b>22,0%</b>	<b>1.936.951</b>	<b>17,2%</b>	<b>4.207.946</b>	<b>3.796.200</b>	<b>10,8%</b>
<b>Total - Receita Operacional Líquida desc. Receita de Construção</b>	<b>1.825.552</b>	<b>1.565.808</b>	<b>16,8%</b>	<b>1.586.397</b>	<b>15,1%</b>	<b>3.411.949</b>	<b>3.224.599</b>	<b>5,8%</b>

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará registrou um aumento de 22,0% no 2T25 em relação ao mesmo trimestre no ano passado. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 2T25, atingiu o montante de R\$ 1,8 bilhão, o que apresenta um aumento de R\$ 259,7 milhões em relação ao 2T24, cujo montante foi de R\$ 1,6 bilhão. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento de R\$ 218,7 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\$ 25,6 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 rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo em relação ao 2T24, parcialmente relacionada à: (i) queda das penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI) relacionado à melhor performance dos indicadores de qualidade associado a um menor efeito de mix de clientes e (ii) aumento da subvenção de recursos da CDE, em decorrência do incremento das cotas homologadas na última revisão tarifária.

Tais efeitos foram compensados parcialmente pelo aumento nas deduções da receita no 2T25, na ordem de 6,1% ou R\$ 48,7 milhões versus o 2T24, sendo o principal efeito relacionado ao aumento de 56,3 milhões na rubrica referente a Encargos do consumidor - CCRBT em função da vigência das bandeiras amarela e vermelha em maio e junho de 2025 respectivamente versus a vigência da bandeira verde durante todo o 2T24.

No acumulado dos seis primeiros meses do ano, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 10,8% em relação ao 6M24. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 6M25, atingiu o montante de R\$ 3,4 bilhões, aumento de R\$ 187,4 milhões em relação ao 6M24, cujo montante foi de R\$ 3,2 bilhões. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento de R\$ 210,0 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 2T25;
- Aumento de R\$ 59,2 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), explicado pelo aumento de clientes e do consumo nesta classe;
- Aumento na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 55,1 milhões em função da maior inflação registrada no período;

Compensado parcialmente pela redução de R\$ 162,8 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo em relação ao 6M24, relacionada à queda no consumo do mercado cativo, devido ao efeito da migração para o mercado livre, além do efeito da tarifa negativa em vigor durante o 6M25.

## Custos e Despesas Operacionais

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

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
<b>Custos e despesas não gerenciáveis</b>								
Energia elétrica comprada para revenda	(789.420)	(580.317)	36,0%	(624.080)	26,5%	(1.413.500)	(1.197.071)	18,1%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(168.125)	(219.032)	-23,2%	(216.553)	-22,4%	(384.678)	(443.927)	-13,3%
<b>Total - Não gerenciáveis</b>	<b>(957.545)</b>	<b>(799.349)</b>	<b>19,8%</b>	<b>(840.633)</b>	<b>13,9%</b>	<b>(1.798.178)</b>	<b>(1.640.998)</b>	<b>9,6%</b>
<b>Custos e despesas gerenciáveis</b>								
Pessoal	(57.657)	(50.114)	15,1%	(66.607)	-13,4%	(124.264)	(79.889)	55,5%
Material e Serviços de Terceiros	(190.569)	(174.990)	8,9%	(197.643)	-3,6%	(388.212)	(359.967)	7,8%
Depreciação e Amortização (D&A)	(184.083)	(145.381)	26,6%	(173.854)	5,9%	(357.937)	(292.023)	22,6%
Custo na desativação de bens	-	1.233	-100,0%	-	-	-	-	-
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(8.468)	(29.479)	-71,3%	(15.459)	-45,2%	(23.927)	(65.207)	-63,3%
Custo de Construção	(445.443)	(296.112)	50,4%	(350.554)	27,1%	(795.997)	(571.601)	39,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(15.247)	(33.475)	-54,5%	(16.803)	-9,3%	(32.050)	(46.511)	-31,1%
Perda de recebíveis de clientes	(21.254)	(23.596)	-9,9%	(35.148)	-39,5%	(56.402)	(45.600)	23,7%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	17.406	17.917	-2,9%	17.749	-1,9%	35.155	37.238	-5,6%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(18.491)	(30.834)	-40,0%	(20.380)	-9,3%	(38.871)	(58.414)	-33,5%
<b>Total - Gerenciáveis</b>	<b>(923.806)</b>	<b>(764.831)</b>	<b>20,8%</b>	<b>(858.699)</b>	<b>7,6%</b>	<b>(1.782.505)</b>	<b>(1.481.974)</b>	<b>20,3%</b>
<b>Total - Gerenciáveis desc. custo de construção e D&amp;A (Opex)</b>	<b>(294.280)</b>	<b>(323.338)</b>	<b>-9,0%</b>	<b>(334.291)</b>	<b>-12,0%</b>	<b>(628.571)</b>	<b>(618.350)</b>	<b>1,7%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional</b>	<b>(1.881.351)</b>	<b>(1.564.180)</b>	<b>20,3%</b>	<b>(1.699.332)</b>	<b>10,7%</b>	<b>(3.580.683)</b>	<b>(3.122.972)</b>	<b>14,7%</b>

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

Os custos e despesas operacionais no 2T25 em relação ao 2T24 apresentaram uma alta de 20,3% ou R\$ 317,2 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1,4 bilhão, representando um aumento de 13,2% ou R\$ 167,8 milhões em relação ao valor registrado no mesmo período no ano anterior (R\$ 1,3 bilhões).

Os Custos e Despesas Não Gerenciáveis, registraram aumento de 19,8% ou R\$ 158,2 milhões durante os períodos analisados, com um aumento da energia comprada de 36,0% para revenda em razão do aumento no custo de energia no 2T25 versus 2T24, compensada por uma redução na ordem 23,2% nos custos relacionados aos encargos do uso do sistema de transmissão devido a contabilização de alívio retroativo.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis no 2T25, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram aumento de R\$ 9,6 milhões, sendo a maior variação na rubrica de depreciação e amortização (aumento de R\$ 38,7 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 tal efeito, os custos gerenciáveis no período teriam registrado uma redução de 9,0% ou R\$ 29,1 milhões.

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

- Redução de R\$ 23,4 milhões nas linhas de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perdas de recebíveis, explicada por negociação de dívidas, incluindo ações de parcelamento, em particular com o Poder Público (B2G);
- Redução de R\$ 18,2 milhões na rubrica de Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em decorrência principalmente da redução de provisões relacionadas à processos regulatórios no 2T25 vs 2T24.

Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de R\$ 15,6 milhões na rubrica de Material e Serviços de Terceiros explicado pelo aumento no número de podas (215 mil podas realizadas até junho de 2025) e ações de manutenção corretiva.

Os custos e despesas operacionais no 6M25 em relação ao 6M24 apresentaram uma alta de 14,7% ou R\$ 457,7 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 2,8 bilhões, representando um aumento de 9,1% ou R\$ 233,3 milhões em relação ao valor registrado no mesmo período no ano anterior (R\$ 2,6 bilhões).

No acumulado do ano, os Custos e Despesas Não Gerenciáveis totalizaram R\$ 1,8 bilhões, resultado 9,6% ou R\$ 157,2 milhões superior em relação ao mesmo período em 2024 em razão do aumento de R\$ 216,4 milhões na rubrica relacionada a compra de energia elétrica para revenda.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis no 6M25, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram aumento de R\$ 76,1 milhões, sendo a maior variação na rubrica de depreciação e amortização (aumento de R\$ 65,9 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 tal efeito, os custos gerenciáveis no período teriam registrado um aumento de 1,7% ou R\$ 10,2 milhões.

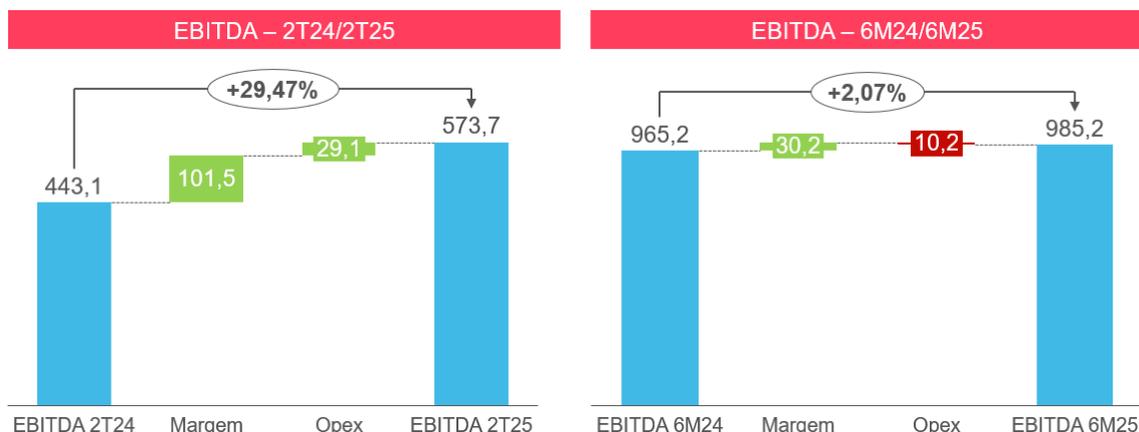
Além do efeito mencionado acima, os custos e despesas gerenciáveis no semestre também foram impactados pelas seguintes variações:

- Aumento de R\$ 44,4 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\$ 28,2 milhões na linha de Materiais e Serviços de Terceiros explicado pelo aumento no número de podas (215 mil podas realizadas até junho de 2025) e ações de manutenção corretiva.

Tais efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de R\$ 30,5 milhões nas rubricas de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perda de recebíveis explicada por negociação de dívidas, incluindo ações de parcelamento, em particular com o Poder Público (B2G) no 2T25;
- Redução de R\$ 19,5 milhões em Outras Receitas/Despesas Operacionais;
- Redução de R\$ 14,5 milhões na linha de Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em decorrência principalmente da redução de provisões relacionadas à processos regulatórios no 6M25 vs. 6M24.

## EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no 2T25 atingiu o montante de R\$ 573,7 milhões, o que representa um aumento de R\$ 130,6 milhões em relação ao 2T24, devido a: (i) melhora da margem, atribuído principalmente ao aumento da subvenção de recursos da CDE e o aumento da TUSD para o mercado livre e (ii) em menores proporções, a redução dos custos operacionais (opex), devido principalmente à melhora da Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa.

No acumulado do ano, a Companhia atingiu o montante de R\$ 985,2 milhões, o que representa um aumento de R\$ 20,0 milhões em relação ao mesmo período em 2024. O aumento do EBITDA é explicado principalmente pela melhora da margem, pelos mesmos efeitos observados no trimestre, além de uma melhora na linha de marcação a mercado de ativo indenizável.

## Resultado Financeiro

### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
<b>Receitas Financeiras</b>								
Renda de aplicação financeira	10.477	4.686	>100,0%	4.067	>100,0%	14.544	7.306	99,1%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	14.436	14.962	-3,5%	13.693	5,4%	28.129	29.333	-4,1%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	43.482	12.449	>100,0%	14.947	>100,0%	58.429	38.603	51,4%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(17.791)	(27.470)	-35,2%	52.724	<-100,0%	34.933	4.195	>100,0%
Dívida - Marcação a mercado	(2.050)	54.168	<-100,0%	3.134	<-100,0%	1.084	57.318	-98,1%
Outras receitas financeiras	338	966	-65,0%	49.530	-99,3%	49.868	5.677	>100,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(3.315)	(1.712)	93,6%	(3.935)	-15,8%	(7.250)	(4.280)	69,4%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>45.577</b>	<b>58.049</b>	<b>-21,5%</b>	<b>134.160</b>	<b>-66,0%</b>	<b>179.736</b>	<b>138.152</b>	<b>30,1%</b>
<b>Despesas financeiras</b>								
Variações monetárias debêntures	(7.730)	(9.011)	-14,2%	(20.830)	-62,9%	(28.560)	(38.387)	-25,6%
Encargos de dívida, debentures e custos de transação	(162.167)	(141.213)	14,8%	(135.388)	19,8%	(297.555)	(280.118)	6,2%
Marcação a mercado de Dívida	6.682	-	-	(46.568)	<-100,0%	(39.886)	-	-
Encargos fundo de pensão	(3.303)	(2.614)	26,4%	(3.308)	-0,2%	(6.611)	(5.229)	26,4%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(67.955)	(8.410)	>100,0%	(19.006)	>100,0%	(86.961)	(35.909)	>100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(18.006)	(11.134)	61,7%	(14.833)	21,4%	(32.839)	(21.313)	54,1%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(12.427)	(39.276)	-68,4%	(27.999)	-55,6%	(40.426)	(84.665)	-52,3%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(3.228)	(3.377)	-4,4%	(5.453)	-40,8%	(8.681)	(6.023)	44,1%
Outras despesas financeiras	(37.294)	(37.939)	-1,7%	(45.164)	-17,4%	(82.458)	(60.830)	35,6%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(305.428)</b>	<b>(252.974)</b>	<b>20,7%</b>	<b>(318.549)</b>	<b>-4,1%</b>	<b>(623.977)</b>	<b>(532.475)</b>	<b>17,2%</b>
<b>Variações Cambiais</b>	<b>(3.228)</b>	<b>(366)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(1.424)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(4.652)</b>	<b>(369)</b>	<b>&gt;100,0%</b>
Variações cambiais - Empréstimos	5.885	(94.108)	<-100,0%	34.145	-82,8%	40.030	(122.973)	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(5.892)	94.106	<-100,0%	(34.148)	-82,7%	(40.040)	122.951	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	(3.221)	(364)	>100,0%	(1.421)	>100,0%	(4.642)	(347)	>100,0%
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(263.079)</b>	<b>(195.291)</b>	<b>34,7%</b>	<b>(185.813)</b>	<b>41,6%</b>	<b>(448.893)</b>	<b>(394.692)</b>	<b>13,7%</b>

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 2T25 com uma despesa líquida de R\$ 263,1 milhões, representando um aumento de R\$ 67,8 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pela:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 32,7 milhões nas rubricas de dívida (Dívida Marcação a mercado, Instrumento financeiro derivativo, 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 2T25 comparado ao 2T24 em conjunto com um aumento no volume de dívida contratada entre os períodos analisados;

- Aumento líquido de despesa no valor de R\$ 28,5 milhões nas rubricas de variação monetária de ativos financeiros setoriais.

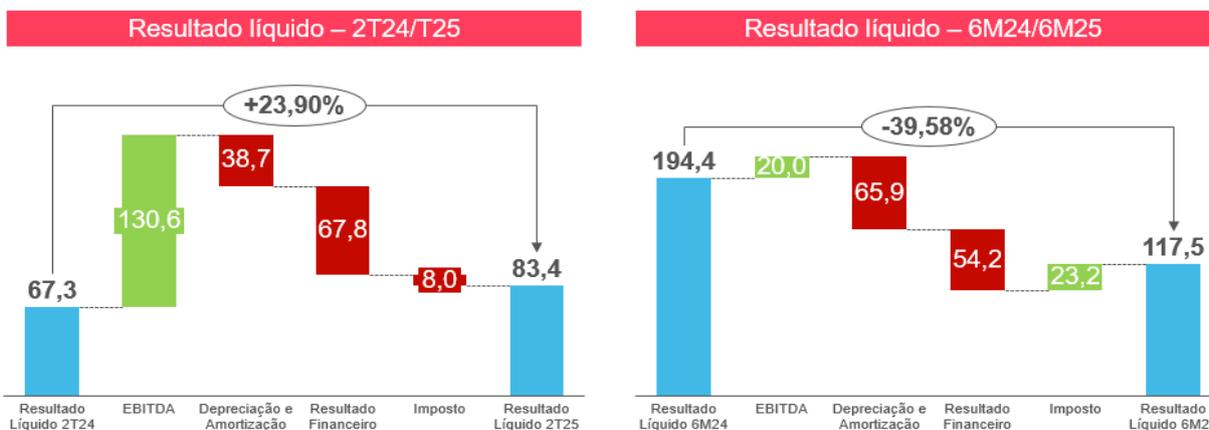
No acumulado do ano, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 448,9 milhões, montante R\$ 54,2 milhões superior ao valor registrado no 6M24. Esta variação é em decorrência, principalmente, de:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 28,7 milhões nas rubricas de dívida (Dívida Marcação a mercado, Instrumento financeiro derivativo, encargos de dívidas, debentures e custo de transação, variações monetárias debentures, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido ao aumento do CDI em conjunto com um aumento no volume de dívida contratada entre os períodos analisados;
- Aumento líquido de despesa no valor de R\$ 31,2 milhões nas rubricas de variação monetária de ativos financeiros setoriais;
- Aumento de R\$ 21,6 milhões na rubrica de outras despesas financeiras decorrente de: (i) juros e atualização monetária de provisão relacionada ao artigo 323 REN 1000 da Aneel (R\$ 28,8 milhões); (ii) aumento com custos de garantias renovadas seguindo condições de mercado (R\$ 3,6 milhões); e (iii) aumento dos juros sobre obrigações de arrendamento (R\$ 10,3 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados, principalmente, pela (i) redução na despesa referente aos descontos relacionados à medida de apoio implementada pela Companhia nos 6M24 (R\$ 14,9 milhões), com a isenção do pagamento da conta de energia durante 3 meses para clientes elegíveis, desde dezembro de 2023, a qual não ocorreu nos 6M25; e pela (ii) redução das despesas com IOF (R\$ 4,9 milhões).
- Aumento de R\$ 11,5 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas;

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- Aumento na rubrica de outras receitas financeiras no valor de R\$ 44,2 milhões em função, principalmente, do aumento na atualização de créditos tributários.

### Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Ceará registrou lucro líquido de R\$ 83,4 milhões no 2T25, representando um aumento de R\$ 16,1 milhões em relação ao 2T24, explicado em grande parte pelo aumento do EBITDA em decorrência da melhora da margem e dos custos operacionais (opex) conforme explicado anteriormente, compensado parcialmente pelo aumento da depreciação e amortização, da despesa financeira e impostos.

Nos primeiros seis meses de 2025, a Enel Ceará registrou lucro líquido de R\$ 117,5 milhões, representando uma redução de R\$ 76,9 milhões em relação ao 6M24, explicado principalmente pelo aumento da depreciação e amortização e da despesa financeira líquida.

### Endividamento

#### INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	5.526.987	5.317.043	3,9%	5.640.150	-2,0%	5.526.987	5.317.043	3,9%
Dívida com Terceiros	3.150.110	3.321.132	-5,1%	3.343.898	-5,8%	3.150.110	3.321.132	-5,1%
Dívida Intercompany	2.376.877	1.995.911	19,1%	2.296.252	3,5%	2.376.877	1.995.911	19,1%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	185.044	279.986	-33,9%	299.534	-38,2%	185.044	279.986	-33,9%
<b>Dívida líquida (R\$ mil)</b>	<b>5.341.943</b>	<b>5.037.057</b>	<b>6,1%</b>	<b>5.340.616</b>	<b>0,0%</b>	<b>5.341.943</b>	<b>5.037.057</b>	<b>6,1%</b>
Dívida Bruta / EBITDA (3)*	2,65	2,51	5,6%	2,82	-6,2%	2,65	2,51	5,6%
Dívida Líquida / EBITDA (3)*	2,56	2,38	7,7%	2,67	-4,2%	2,56	2,38	7,7%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,51	0,52	-0,7%	0,52	-1,6%	0,51	0,52	-0,7%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,50	0,50	0,3%	0,51	-0,7%	0,50	0,50	0,3%

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

(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 2T25 em R\$ 5.527 milhões, um aumento de R\$ 210 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\$ 2.655 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 667 milhões, parcialmente compensados por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 2.691 milhões e R\$ 412 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 9 milhões.

A Companhia encerrou 2T25 com o custo médio da dívida de 14,66% a.a.

#### Colchão de Liquidez

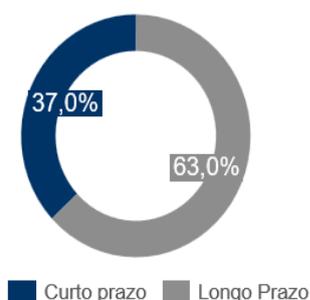
Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 30 de junho de 2025 é de R\$ 500 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despacho Nº 1.951/24, no valor de até R\$ 3.000 milhões. Esse montante foi ampliado em 20 de maio de 2025 para até R\$ 4.500 milhões, através do Despacho de 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\$ 837 milhões que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário. A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da *Enel Finance International* (EFI), disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro.

#### Classificação de Riscos (Rating)

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

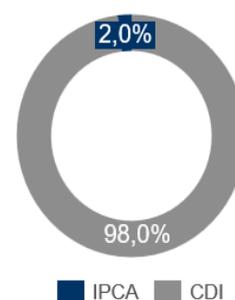
**Abertura da Dívida Bruta - CP e LP**  
Posição Final em Jun/25



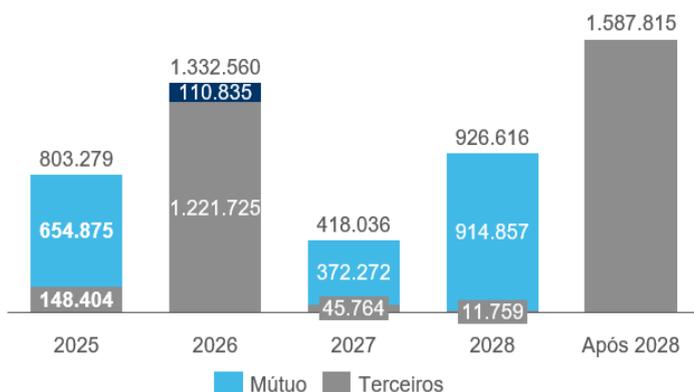
**Abertura da Dívida Bruta - Moedas**  
Posição Final em Jun/25



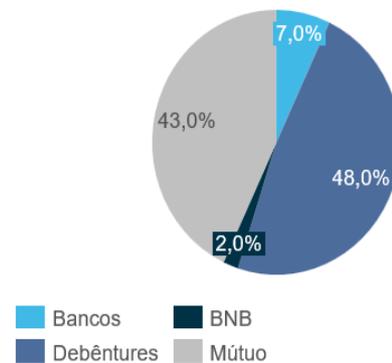
**Abertura da Dívida Bruta - Indexadores**  
Posição Final em Jun/25



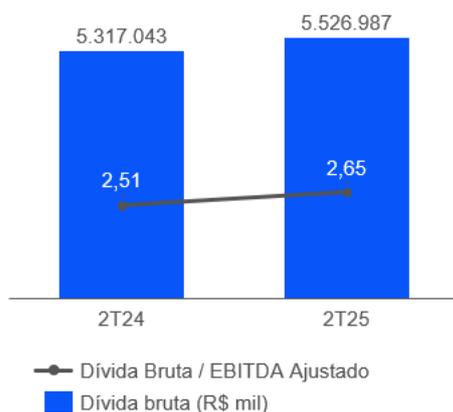
**Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil) Posição Final em Jun/25**



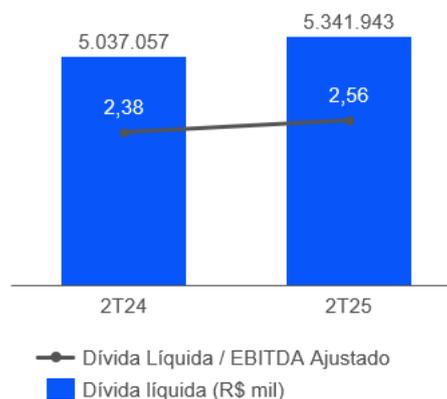
**Abertura da Dívida Bruta - Credor Posição Final em Jun/25**



**Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezez) Evolução 2T24 – 2T25**



**Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezez) Evolução 2T24 – 2T25**



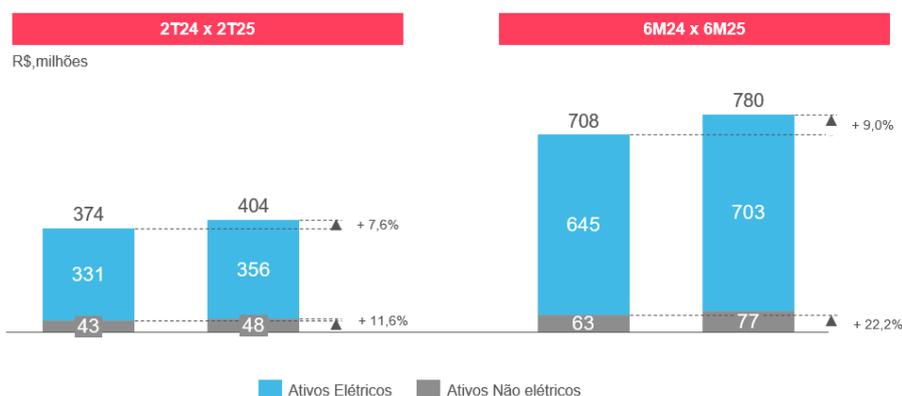
### Investimentos<sup>3</sup>

#### INVESTIMENTOS (R\$ MIL)\*

	2T25	2T24	Var. %	1T25	Var. % (1)	6M25	6M24	Var. % (2)
Manutenção	144.768	123.742	17,0%	116.835	23,9%	261.602	181.220	44,4%
Crescimento	52.048	47.259	10,1%	66.235	-21,4%	118.283	79.252	49,2%
Novas Conexões	202.813	200.312	1,2%	178.628	13,5%	381.441	438.948	-13,1%
<b>Financiado pela Companhia</b>	<b>399.629</b>	<b>371.313</b>	<b>7,6%</b>	<b>361.698</b>	<b>10,5%</b>	<b>761.327</b>	<b>699.420</b>	<b>8,9%</b>
Financiado pelo Cliente	4.754	2.300	>100,0%	13.836	-65,6%	18.590	8.730	>100,0%
<b>Total</b>	<b>404.383</b>	<b>373.613</b>	<b>8,2%</b>	<b>375.534</b>	<b>7,7%</b>	<b>779.918</b>	<b>708.150</b>	<b>10,1%</b>

(1) Variação entre 2T25 e 1T25; (2) Variação entre 6M25 e 6M24

### 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, bem como os demais trimestres 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\$ 404,4 milhões no 2T25, representando um crescimento de 8,2% em relação ao montante investido no mesmo período do ano passado. Do volume investido no 2T25, este foi alocado, principalmente em atividades de novas conexões, no valor de R\$ 207,5 milhões (R\$ 202,8 milhões de recursos próprios e R\$ 4,7 milhões financiados pelos clientes).

Para manutenção foram investidos R\$ 144,8 milhões, sendo R\$ 84,5 milhões para as atividades relacionadas a manutenção corretiva. Na parte de crescimento foram investidos R\$ 52,0 milhões, com destaque para atividades voltadas para a confiabilidade no desenvolvimento (R\$15,4 milhões) e ao programa de redução de perdas (R\$8,9 milhões).

No acumulado do ano o montante total investido atingiu R\$ 779,9 milhões, o que representa um aumento de 10,1% ou R\$ 71,8 milhões frente o mesmo período de 2024.

### 5 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 políticas como **confiança, inovação, proatividade, flexibilidade e respeito**.

Os pilares ESG (*Environment, Social and Governance*) fazem parte da nossa estratégia de sustentabilidade, assim como a Agenda 2030 da ONU, ambos direcionadores considerados tendências 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

<sup>3</sup> Dados prévios referente ao 2T25

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 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 segundo trimestre de 2025, a Enel Distribuição Ceará acumulou o investimento de R\$ 7,5 milhões e beneficiou 127.884 pessoas, por meio de 160 iniciativas. Como destaque do período, relacionamos algumas ações realizadas pelo programa social Enel Compartilha:

#### **Ecoenel – ODS 07**

No segundo semestre de 2025, o programa Ecoenel já arrecadou, em 8 municípios, mais de 738 toneladas de recicláveis, beneficiando 646 novos clientes com bônus de R\$ 328.316,91 em descontos na conta de energia. Esses resultados equivalem à captura de 2.275 mil toneladas de CO<sub>2</sub>. Como destaque do segundo trimestre, o projeto marcou presença no Festival Dragão Fashion Brasil (DFB) – maior evento de moda autoral da América Latina. Durante o evento, foram recolhidos 247 kg de resíduos, que geraram bônus destinado para a ONG São Lázaro.

#### **Edital Chamada Pública de Projetos – ODS 7**

A Enel Distribuição Ceará lançou em junho 2025 a Chamada Pública de Projetos (CPP 001/2025) para financiamento de projetos de eficiência energética. Até o dia 22 de agosto de 2025, clientes da concessionária que atendam aos requisitos descritos no edital, poderão inscrever seus projetos de eficiência energética. Ao todo, serão disponibilizados R\$ 6 milhões, sendo R\$ 1 milhão para cada uma das iniciativas de Iluminação Pública e Residencial, R\$ 2 milhões para cada uma das iniciativas de comércio e serviço e demais tipologias.

#### **Enel Compartilha Energia na Escola – Nave Enel – ODS 04**

O programa Enel Compartilha Energia na Escola tem como objetivo capacitar educadores, professores, alunos e comunidades para o uso seguro e o combate ao desperdício de energia elétrica e recursos naturais. Além das formações, as escolas e as comunidades participam de atividades lúdicas como o Óculos de Realidade Virtual, que aborda a temática da segurança da população, e a Nave Enel, um ônibus adaptado com recursos audiovisuais, jogos lúdicos e educacionais, que utiliza tecnologia de realidade virtual 3D. No segundo trimestre de 2025, as atividades aconteceram em dois municípios: Fortaleza e Maracanaú beneficiando 1.940 alunos e comunidade escolar.

**Indicadores ASG - Enel Ceará**

**Indicadores**

	<b>2T25</b>	2T24
Colaboradores próprios (unit)	2.098	1.771
Colaboradores terceirizados (unit)	9.584	9.401
% de mulheres na Empresa	14,9%	16,2%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	19,8%	20,7%
Taxa de Rotatividade (2)	6,6%	11,4%
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)	127.884	95.350
Resíduos perigosos enviados para recuperação	99%	94%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	95%	82%
Avaliação de fornecedores ambientais (4)	3	3
Realização de ECoS Ambiental (5)	-	1

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

(3) O número do 2T24 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:

<b>Reajuste Tarifário</b>	
Encargos Setoriais	0,99%
Energia Comprada	1,33%
Encargos de Transmissão	-1,01%
<b>Parcela A</b>	<b>1,31%</b>
<b>Parcela B</b>	<b>2,53%</b>
<b>Reajuste Econômico</b>	<b>3,84%</b>
CVA Total	-2,61%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	-1,16%

<b>Reajuste Financeiro</b>	<b>-3,78%</b>
<b>Índice de reajuste Total</b>	<b>0,06%</b>
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-2,16%
<b>Efeito Para o Consumidor</b>	<b>-2,10%</b>

### 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 aflúências estava abaixo da média em todo o Brasil, reduzindo a projeção de geração hidráulica e aumentando a geração térmica.

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						

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

	2T25	2T24	Var. %	6M25	6M24	Var. %
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>3.122.794</b>	<b>2.664.979</b>	<b>17,2%</b>	<b>5.848.884</b>	<b>5.430.954</b>	<b>7,7%</b>
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.260.704	2.237.876	1,0%	4.401.600	4.564.391	-3,6%
CVA	96.093	(122.602)	<-100,0%	-23.328	(233.366)	-90,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	178.580	153.025	16,7%	349.761	290.570	20,4%
Receita de Construção	445.443	296.112	50,4%	795.997	571.601	39,3%
Outras Receitas	141.974	100.568	41,2%	324.854	237.758	36,6%
<b>Deduções da Receita Operacional</b>	<b>(851.799)</b>	<b>(803.059)</b>	<b>6,1%</b>	<b>(1.640.938)</b>	<b>(1.634.754)</b>	<b>0,4%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.270.995</b>	<b>1.861.920</b>	<b>22,0%</b>	<b>4.207.946</b>	<b>3.796.200</b>	<b>10,8%</b>
<b>Custo do Serviço de Energia Elétrica</b>	<b>(957.545)</b>	<b>(799.349)</b>	<b>19,8%</b>	<b>(1.798.178)</b>	<b>(1.640.998)</b>	<b>9,6%</b>
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(789.420)	(580.317)	36,0%	(1.413.500)	(1.197.071)	18,1%
Encargos de conexão e uso da rede	(168.125)	(219.032)	-23,2%	(384.678)	(443.927)	-13,3%
<b>Custo/Despesa Operacional</b>	<b>(923.806)</b>	<b>(764.831)</b>	<b>20,8%</b>	<b>(1.782.505)</b>	<b>(1.481.974)</b>	<b>20,3%</b>
Pessoal	(57.657)	(50.114)	15,1%	(124.264)	(79.889)	55,5%
Material e Serviços de terceiros	(190.569)	(174.990)	8,9%	(388.212)	(359.967)	7,8%
Depreciação e amortização	(184.083)	(145.381)	26,6%	(357.937)	(292.023)	22,6%
Provisões	(23.715)	(62.954)	-62,3%	(55.977)	(111.718)	-49,9%
Custo de construção	(445.443)	(296.112)	50,4%	(795.997)	(571.601)	39,3%
Outros	(3.848)	(4.446)	-13,5%	(21.247)	(8.362)	>100,0%
Outras receitas/despesas operacionais	(18.491)	(30.834)	-40,0%	(38.871)	(58.414)	-33,5%
<b>EBITDA</b>	<b>573.727</b>	<b>443.121</b>	<b>29,5%</b>	<b>985.200</b>	<b>965.250</b>	<b>2,1%</b>
<b>EBIT</b>	<b>389.644</b>	<b>297.740</b>	<b>30,9%</b>	<b>627.263</b>	<b>673.227</b>	<b>-6,8%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(263.079)</b>	<b>(195.291)</b>	<b>34,7%</b>	<b>(448.892)</b>	<b>(394.691)</b>	<b>13,7%</b>
Receita Financeira	45.577	58.049	-21,5%	179.737	138.152	30,1%
Despesa Financeira	(305.428)	(252.974)	20,7%	(623.977)	(532.474)	17,2%
Variações Cambiais	(3.228)	(366)	>100,0%	(4.652)	(369)	>100,0%
<b>Resultado antes dos impostos</b>	<b>126.565</b>	<b>102.449</b>	<b>23,5%</b>	<b>178.371</b>	<b>278.536</b>	<b>-36,0%</b>
<b>IR/CS</b>	<b>(43.130)</b>	<b>(35.109)</b>	<b>22,8%</b>	<b>(60.896)</b>	<b>(84.118)</b>	<b>-27,6%</b>
<b>Lucro/Prejuízo Líquido</b>	<b>83.435</b>	<b>67.340</b>	<b>23,9%</b>	<b>117.475</b>	<b>194.418</b>	<b>-39,6%</b>