

Build the
FUTURE through
SUSTAINABLE
POWER.

Fortaleza, 28 de outubro de 2026 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do terceiro trimestre (“3T26”) e dos nove meses de 2026 (“9M26”). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

DESTAQUES



Margem Bruta com crescimento de 11,7% no 3T26 e 13,2% nos 9M26;



Índice de arrecadação de 99,00% em setembro/2026 (LTM), com crescimento de 0.95 p.p versus setembro/2025 (LTM);



Investimentos de R\$ 1,6 bilhão nos 9M26, com crescimento de 20,8% em relação aos 9M25;



DEC com redução de 5,3% em relação a dezembro/2025, mantendo-se abaixo de 9 horas há mais de um ano;



Realizadas 117 mil podas de árvores nos 9M26;



Total de 13.520 colaboradores, aumento de 11,6% em relação ao mesmo período de 2025. O quadro próprio cresceu 29,0% (+702) em relação a setembro/2025, reforçando o compromisso com a melhoria contínua da qualidade do serviço e da resiliência da rede;

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Receita Líquida (R\$ mil)	2.618.238	2.350.053	11,4%	7.341.932	6.557.998	12,0%
Margem Bruta (R\$ mil)	871.160	779.671	11,7%	2.709.743	2.393.441	13,2%
Custos e despesas gerenciáveis - Opex (R\$ mil) (1)	(149.230)	(319.686)	-53,3%	(820.889)	(948.256)	-13,4%
EBITDA (2) (R\$ mil)	721.930	459.985	56,9%	1.888.854	1.445.184	30,7%
Margem EBITDA (%)	27,57%	19,57%	8,00 p.p	25,73%	22,04%	3,69 p.p
Resultado Financeiro (R\$ mil)	(280.225)	(304.723)	-8,0%	(905.788)	(753.615)	20,2%
Lucro Líquido (R\$ mil)	226.725	(25.606)	<-100,0%	372.714	91.870	>100,0%
Margem Líquida	8,66%	-1,09%	9,75 p.p	5,08%	1,40%	3,68 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	3.626	3.433	5,6%	10.598	10.291	3,0%
CAPEX (R\$ mil)	595.832	516.915	15,3%	1.566.272	1.296.832	20,8%
Dívida Líquida (R\$ mil)	6.734.388	5.687.283	18,4%	6.734.388	5.687.283	18,4%
DEC (12 meses)	8,18	8,40	-2,6%	8,18	8,40	-2,6%
FEC (12 meses)	4,04	4,48	-9,8%	4,04	4,48	-9,8%
Índice de Arrecadação (12 meses)	99,00%	98,05%	0,95 p.p	99,00%	98,05%	0,95 p.p
Perdas de Energia (12 meses)	18,57%	18,55%	0,02 p.p	18,57%	18,55%	0,02 p.p
PMSO (3) / Consumidor Efetivo Faturado	38,48	79,45	-51,6%	201,50	231,01	-13,0%

(1) Exclui custo de construção, Depreciação e Amortização (D&A).

(2) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização

(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outras receitas/despesas operacionais e provisões

Prorrogação da Concessão

Em 21 de junho de 2024, foi publicado o Decreto 12.068/2024, que estabelece as diretrizes para prorrogação das concessões de distribuição com vencimento entre 2025 e 2031. O Decreto definiu os critérios de elegibilidade para a prorrogação do contrato, além de estabelecer diretrizes do novo contrato de concessão. Em 25 de fevereiro de 2025, a ANEEL aprovou a minuta do contrato de concessão. Em 28 de março de 2025, a Companhia protocolou na ANEEL o pedido formal de antecipação da prorrogação da sua concessão pelo prazo de 30 anos, de acordo com o disposto no referido Decreto.

Em 24 de março de 2026, por meio do Despacho nº 1.033/2026, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu recomendar ao MME a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição da Enel Ceará (de acordo com a decisão da ANEEL, a empresa cumpriu os critérios estabelecidos no Decreto nº 12.068/2024).

Em 29 de abril de 2026, a Consultoria Jurídica junto ao MME, por meio do Parecer nº 0137/2026/CONJUR-MME/CGU/AGU, manifestou-se favoravelmente à prorrogação da concessão, concluindo pela regularidade jurídico-formal do processo e pelo deferimento do requerimento apresentado pela Enel Ceará.

Apesar de não ser uma etapa obrigatória e de não estar prevista no Decreto 12.068/2024, o MME encaminhou o caso da Enel Distribuição Ceará ao Tribunal de Contas da União (TCU) para análise. A avaliação do TCU não tem efeito suspensivo sobre o processo de prorrogação da concessão da Enel Ceará, que permanece sujeito à decisão discricionária do MME.

2 PERFIL CORPORATIVO

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 9,3 milhões de habitantes*.

DADOS GERAIS

	3T26	3T25	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	162.833	160.442	1,5%
Linhas de Transmissão (Km)	6.026	5.947	1,3%
Subestações (Unid.)	131	128	2,3%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	14.195	13.816	2,7%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,84%	4,77%	0,07 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,47%	2,45%	0,02 p.p

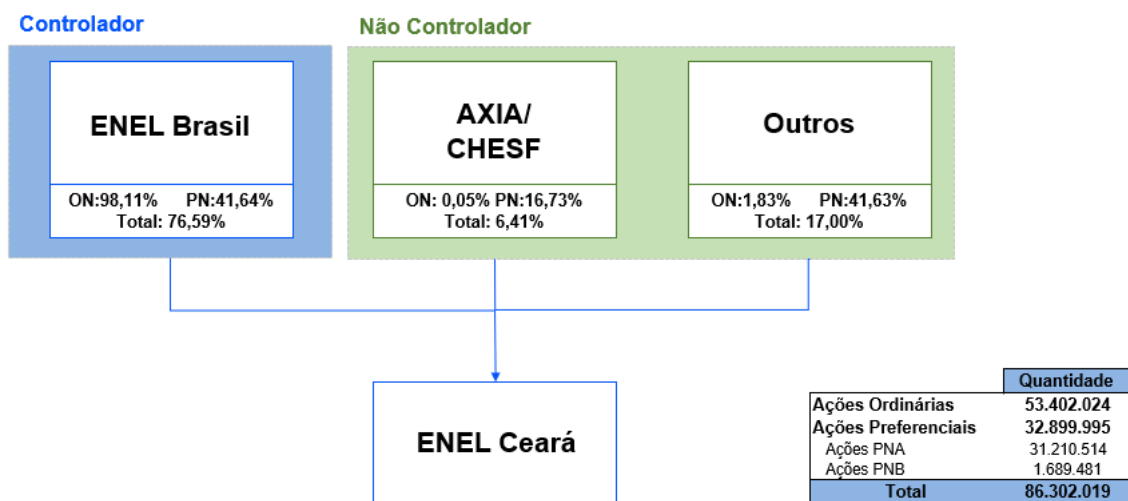
(1) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADEE

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



Organograma Societário Simplificado

Posição em 30 de setembro de 2026



* Número de habitantes de acordo com a última estimativa realizada pelo IBGE em 2026.

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Mercado Cativo	4.442.471	4.376.690	1,5%	4.442.471	4.376.690	1,5%
Residencial - Convencional	2.358.272	2.167.933	8,8%	2.358.272	2.167.933	8,8%
Residencial - Baixa Renda	1.470.015	1.587.482	-7,4%	1.470.015	1.587.482	-7,4%
Industrial	5.115	5.343	-4,3%	5.115	5.343	-4,3%
Comercial	194.179	185.556	4,6%	194.179	185.556	4,6%
Rural	359.635	375.564	-4,2%	359.635	375.564	-4,2%
Setor Público	55.255	54.812	0,8%	55.255	54.812	0,8%
Clientes Livres	3.183	2.469	28,9%	3.183	2.469	28,9%
Residencial	1	1	-	1	1	-
Industrial	692	594	16,5%	692	594	16,5%
Comercial	1.936	1.632	18,6%	1.936	1.632	18,6%
Rural	106	56	89,3%	106	56	89,3%
Setor Público	448	186	>100,0%	448	186	>100,0%
Revenda	2	2	0,0%	2	2	0,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.445.656	4.379.161	1,5%	4.445.656	4.379.161	1,5%
Consumo Próprio	373	358	4,2%	373	358	4,2%
Total - Número de Consumidores	4.446.029	4.379.519	1,5%	4.446.029	4.379.519	1,5%

No 3T26, o número de consumidores efetivos faturados pela Companhia cresceu 1,5% em relação ao 3T25.

No mercado cativo, o número de consumidores cresceu 1,5%, refletindo o crescimento vegetativo da base, com destaque para a classe comercial e residencial convencional. O aumento da classe residencial convencional decorreu, em parte, da reclassificação de clientes anteriormente enquadrados como residencial baixa renda, após a revisão cadastral realizada pelo Governo Federal. Esse processo cruza informações do CadÚnico com outras bases federais para identificar inconsistências. Quando os dados não são confirmados ou atualizados pelos beneficiários, os clientes deixam de atender aos critérios da tarifa social e passam à classe residencial convencional.

Já o mercado livre continuou em trajetória de crescimento com alta de 28,9% entre os períodos analisados, reflexo da migração de clientes do mercado cativo.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Mercado Cativo	2.466	2.402	2,7%	7.323	7.365	-0,6%
Clientes Livres	1.151	1.023	12,5%	3.248	2.899	12,0%
Revenda	3	4	-25,0%	10	11	-9%
Consumo Próprio	6	5	20,0%	17	16	6,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.626	3.433	5,6%	10.598	10.291	3,0%

Mercado Cativo

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Residencial - Convencional	941	842	11,8%	2.867	2.588	10,8%
Residencial - Baixa Renda	616	598	3,0%	1.741	1.858	-6,3%
Industrial	57	63	-9,5%	167	189	-11,6%
Comercial	251	264	-4,9%	769	841	-8,6%
Rural	250	251	-0,4%	708	718	-1,4%
Setor Público	352	384	-8,3%	1.072	1.171	-8,5%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.466	2.402	2,7%	7.323	7.365	-0,6%

O mercado cativo totalizou 2.466 GWh no 3T26, um aumento na energia distribuída superior ao crescimento desta base de clientes (+2,7% consumo vs.1,5% quantidade), indicando não apenas uma expansão do mercado atendido, como também maior consumo médio dos consumidores conectados à rede.

No acumulado do ano, o consumo no mercado cativo foi impactado pela redução da base de clientes das classes residencial baixa renda e rural e pela menor demanda das classes industrial, comercial e poder público, em função de iniciativas de eficiência energética e da migração de consumidores de maior porte para o mercado livre.

Cientes Livres

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

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Residencial	0,1	0,1	-	0,2	0,1	-
Industrial	616	574	7,3%	1.717	1.626	5,6%
Comercial	397	357	11,2%	1.158	1.032	12,2%
Rural	20	16	25,0%	54	47	14,9%
Setor Público	118	77	53,2%	320	193	65,8%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	1.151	1.023	12,5%	3.248	2.899	12,0%

O mercado livre continuou apresentando crescimento consistente no consumo de energia, com alta de 12,5% no 3T26 e 12,0% nos 9M26 versus o ano anterior, impulsionado principalmente pelo aumento do número de clientes em todas as classes.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Área Nordeste	54	109	-50,5%	159	323	-50,8%
Angra 1 e 2	57	104	-45,2%	168	309	-45,6%
PROINFA	58	61	-4,9%	160	164	-2,4%
Leilões e Quotas	3.335	3.178	4,9%	9.532	9.267	2,9%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.504	3.452	1,5%	10.019	10.064	-0,4%
Liquidação na CCEE	(219)	(270)	-18,9%	(345)	(430)	-19,8%
Total - Compra de Energia	3.286	3.182	3,3%	9.674	9.634	0,4%

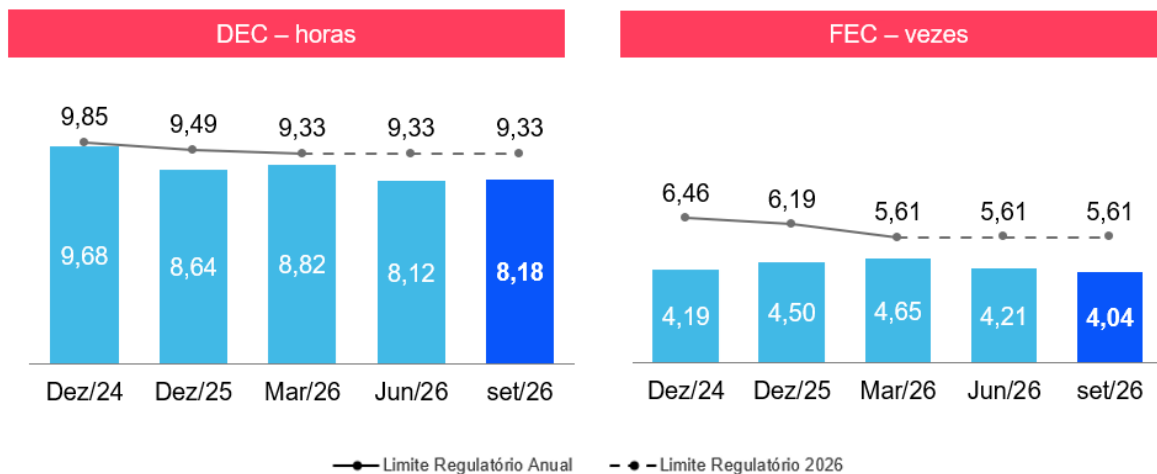
Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Energia requerida (GWh)	5.134	4.706	9,1%	14.663	13.764	6,5%
Energia distribuída (GWh)	4.133	3.763	9,8%	12.054	11.260	7,1%
Mercado Cativo	2.979	2.737	8,8%	8.796	8.350	5,3%
Mercado Livre	1.154	1.026	12,5%	3.258	2.910	12,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	1.001	943	6,2%	2.610	2.503	4,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	19,50%	20,03%	-0,53 p.p	17,80%	18,19%	-0,39 p.p

Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento

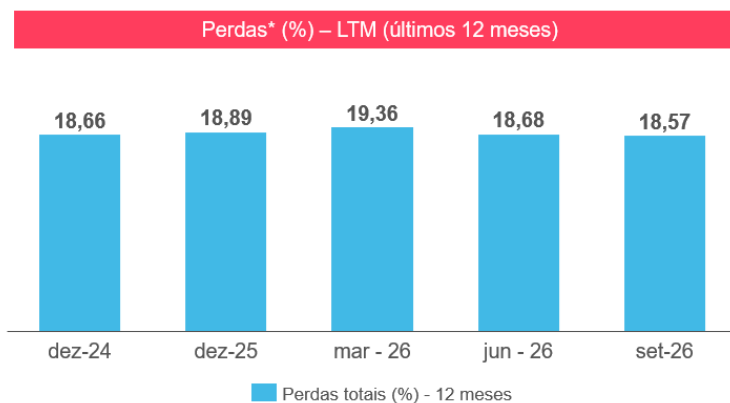


Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

A Enel Distribuição Ceará manteve uma evolução dos indicadores de qualidade e eficiência operacional em setembro/26, quando comparado com dezembro/25. Em bases regulatórias comparáveis, o DEC e o FEC dos últimos 12 meses (LTM) atingiram 8,18 e 4,04, respectivamente, mantendo assim seus resultados inferiores aos respectivos limites regulatórios de 9,33 horas e 5,61 interrupções, para o ano de 2026.

A evolução observada reflete, principalmente, os investimentos contínuos em modernização da rede, com destaque para a ampliação, renovação e manutenção dos sistemas de telecontrole, que aumentaram a capacidade de operação remota, reduziram os tempos de localização e isolamento de defeitos e aceleraram o reestabelecimento do fornecimento de energia. Além disso, houve também o fortalecimento da estrutura operacional através do *insourcing* e a evolução dos processos de despacho e atendimento emergencial, que contribuíram para ganhos sustentáveis de eficiência e para a melhoria da qualidade percebida pelos clientes.

Disciplina de Mercado – Perdas¹



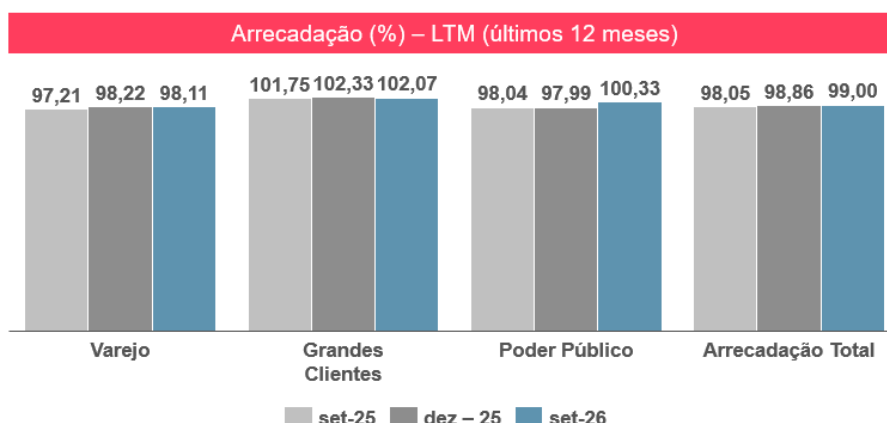
¹ O cálculo de perdas reflete as perdas regulatórias calculadas pela Aneel. Os dados utilizados para o cálculo são extraídos diretamente do relatório SAMP (Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica) /SIASE (Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico) e estão passíveis de ajustes posteriores por parte da Aneel através de Ofícios e/ou PRORET 10.2.

*Os indicadores de perdas apresentados foram calculados considerando a metodologia que reflete a mudança regulatória proposta pela ANEEL no Despacho ANEEL nº 684/2025, incorporando os resultados da Consulta Pública nº 09/2024, que dentre outras alterações, adota a energia medida como base de comparação, em vez da energia faturada.

As perdas de energia dos últimos 12 meses (LTM) alcançaram o valor de 18,57% em setembro de 2026, uma redução de 0,32 p.p. em relação às perdas registradas em dezembro de 2025 de 18,89%.

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 493 GWh de energia ao final setembro/26, considerando os últimos 12 meses.

Arrecadação



O índice de arrecadação (LTM – últimos 12 meses) da companhia atingiu 99,00% no 3T26 contra 98,05% no mesmo período do ano anterior, apresentando um crescimento de 0,95 p.p no período.

Analisando os resultados por classe, observa-se variação relevante no setor poder público, com aumento de 2,29 p.p versus o mesmo período do ano anterior, relacionado ao maior volume de negociações e ações de cobrança.

Destaca-se que a Companhia mantém constantemente a realização de ações para reduzir os níveis de inadimplência. No acumulado do ano foram realizadas as seguintes ações:

- Realização de 917 mil suspensões de fornecimento por meio de estratégia de concentração e comportamento de pagamento;
- Negativações de 9,9 milhões de faturas;
- 74 milhões de interações por meio de robôs, contato humano e whatsapp através das assessorias de cobrança;
- Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com Poder Público;
- Negociações com 203 mil consumidores.

Adicionalmente, a Companhia disponibiliza diferentes modalidades para quitação e negociação de débitos, como cartão de débito e crédito, Pix, boleto bancário e parcelamento junto à própria distribuidora, buscando atender às necessidades dos diferentes perfis de clientes e facilitar a regularização de pendências financeiras.

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Principais Contas do Resultado

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Receita Operacional Líquida excl. receita de construção e atualização do ativo financeiro da concessão	1.913.511	1.791.007	6,8%	5.403.008	4.985.268	8,4%
Custos e despesas não gerenciáveis ¹	(1.084.426)	(1.062.830)	2,0%	(3.044.598)	(2.861.008)	6,4%
Margem Bruta excl. atualização do ativo financeiro da concessão	829.085	728.177	13,9%	2.358.410	2.124.260	11,0%
Atualização do ativo financeiro da concessão	42.075	51.494	-18,3%	351.333	269.181	30,5%
Margem Bruta	871.160	779.671	11,7%	2.709.743	2.393.441	13,2%
Custos e despesas gerenciáveis excl. custo de construção e D&A (Opex)	(149.230)	(319.686)	-53,3%	(820.889)	(948.256)	-13,4%
EBITDA	721.930	459.985	56,9%	1.888.854	1.445.185	30,7%
Depreciação e Amortização	(135.943)	(185.603)	-26,8%	(455.495)	(543.540)	-16,2%
Resultado Financeiro	(280.225)	(304.723)	-8,0%	(905.788)	(753.615)	20,2%
IR/CS	(79.037)	4.735	<-100,0%	(154.857)	(56.160)	>100,0%
Lucro/Prejuízo Líquido	226.725	(25.606)	<-100,0%	372.714	91.870	>100,0%

¹ Inclui Energia elétrica comprada para revenda e Encargos do uso do sistema de transmissão

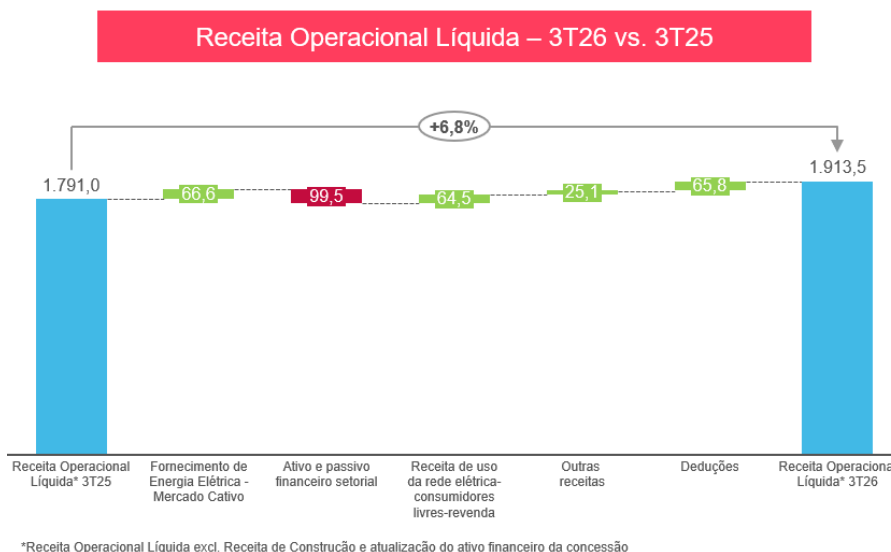
Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Fornecimento de Energia Elétrica	2.013.230	1.947.293	3,4%	5.907.498	5.843.157	1,1%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(13.625)	(8.173)	66,7%	(38.235)	(23.656)	61,6%
Subvenção baixa renda e CDE	306.345	300.240	2,0%	920.530	821.459	12,1%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.305.950	2.239.360	3,0%	6.789.793	6.640.960	2,2%
Ativos e passivos financeiros setoriais	226.474	325.941	-30,5%	604.014	302.613	99,6%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	251.210	186.700	34,6%	666.487	536.461	24,2%
Outras receitas	123.698	98.644	25,4%	190.414	205.810	-7,5%
Receita Operacional Bruta¹	2.907.332	2.850.645	2,0%	8.250.708	7.685.844	7,3%
Tributos	(710.030)	(660.656)	7,5%	(2.035.922)	(1.899.731)	7,2%
Encargos Setoriais	(283.791)	(398.982)	-28,9%	(811.778)	(800.845)	1,4%
Receita Operacional Líquida excl. Receita de Construção e atualização do ativo financeiro da concessão	1.913.511	1.791.007	6,8%	5.403.008	4.985.268	8,4%
Receita de construção	662.652	507.552	30,6%	1.587.591	1.303.549	21,8%
Atualização do ativo financeiro da concessão	42.075	51.494	-18,3%	351.333	269.181	30,5%
Receita Operacional Líquida	2.618.238	2.350.053	11,4%	7.341.932	6.557.998	12,0%

¹ Desconsiderando Receita de Construção e Atualização do Ativo Financeiro da Concessão

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará cresceu 11,4% no 3T26 em relação ao 3T25. Excluindo a receita de construção e a atualização do ativo financeiro da concessão, a receita totalizou R\$ 1,92 bilhão, ante R\$ 1,79 bilhão no 3T25, com aumento de 6,8% (R\$ 122,5 milhões). Os principais fatores dessa variação foram:

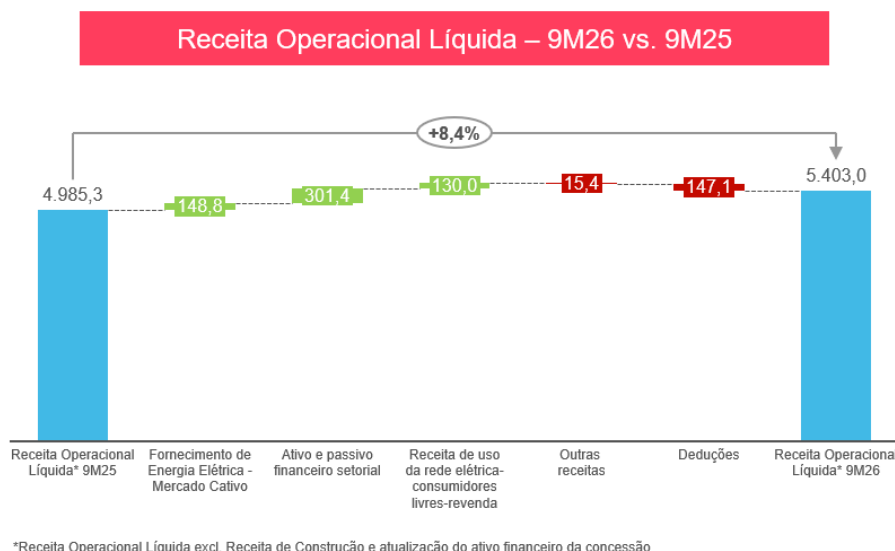


- **Aumento de R\$ 66,6 milhões na receita de fornecimento de energia elétrica no mercado cativo, explicada pelos seguintes efeitos:**
 - **Aumento de R\$ 65,9 milhões na rubrica de fornecimento de energia elétrica**, foi impulsionado, principalmente, pelo reajuste tarifário homologado em abril/26. Com a atualização das tarifas de uso do sistema de distribuição, houve aumento do valor unitário faturado aos consumidores entre os períodos analisados;
 - **Aumento de R\$ 6,1 milhões na rubrica de subvenções baixa renda e CDE** decorrente, basicamente, da variação do valor ajustado de subsídio CDE homologado entre os ciclos;

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

 - **Aumento de R\$ 5,4 milhões na rubrica de DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD de consumidores cativos e livres** em razão da ocorrência de interrupção prolongada que afetou um grupo específico de consumidores no 3T26, resultando na ultrapassagem dos limites individuais de continuidade estabelecidos pela regulamentação e, conseqüentemente, em maiores compensações aos clientes;
- **Aumento de R\$ 64,5 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda)**, explicado pelo aumento do número de clientes e do consumo nesta categoria;
- **Aumento de R\$ 25,1 milhões em outras receitas** em função, principalmente, de um ajuste contábil não recorrente relacionado à baixa de obrigações especiais de energia no valor de aproximadamente R\$ 60 milhões. Após análises e conciliações dos registros históricos, determinados saldos deixaram de atender aos requisitos de comprovação e rastreabilidade necessários para a manutenção destes valores. Este efeito foi parcialmente compensado pela diminuição do PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) referente a venda de energia excedente no mercado de curto prazo;
- **Redução de R\$ 65,8 milhões em deduções** em virtude de:
 - **Redução de R\$ 115,2 milhões** na rubrica de encargos setoriais relacionado, principalmente, à diminuição na rubrica de encargos setoriais relativo à conta centralizadora de recursos de bandeiras tarifárias (CCRBT), resultado da aplicação da bandeira amarela no 3T26, versus a vigência da bandeira vermelha (patamar 1 e 2) no 3T25;
 - **Aumento de R\$ 49,4 milhões** na rubrica de tributos devido, principalmente, ao aumento da base de cálculo e elevação no valor do ICMS, reflexo do reajuste tarifário.
- **Redução de R\$ 99,5 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais** relacionada a constituição de CVA passiva, parcialmente compensada por uma maior amortização no período referente ao ciclo anterior.

No acumulado do ano, a receita operacional líquida da Companhia excluindo o efeito da receita de construção e a atualização do ativo financeiro da concessão apresentou uma variação positiva de 8,4%, ou R\$ 417,7 milhões, em relação ao mesmo período no ano anterior, totalizando R\$ 5,4 bilhões. Destaca-se a variação no 9M26 versus 9M25 dos seguintes itens que compõem a receita operacional líquida:



- **Aumento de R\$ 148,8 milhões na receita de fornecimento de energia elétrica no mercado cativo, explicada, principalmente, pelo:**
 - **Aumento de R\$ 64,3 milhões na rubrica de fornecimento de energia elétrica**, impulsionado pela elevação da TUSD decorrente do reajuste tarifário. Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução do faturamento no mercado cativo, associada à migração de clientes de maior porte para o mercado livre e ao recálculo do reajuste tarifário anual, homologado em 24 de agosto, que reduziu as tarifas aos consumidores em 5,87%, em média;
 - **Aumento de R\$ 99,1 milhões na rubrica de subvenções baixa renda e CDE** decorrente, principalmente, de: (i) R\$ 72,6 milhões associados à MP 1300/2025, que concedeu, a partir de julho de 2025, desconto de 100% na conta de luz às famílias de baixa renda com consumo de até 80 kWh por mês; e (ii) R\$ 26,5 milhões relativos à variação do subsídio CDE ajustado e homologado entre os ciclos;
- **Aumento de R\$ 301,4 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais** decorrente, principalmente, (i) dos recursos da quitação antecipada de obrigações de UBP (Uso do Bem Público) pelas geradoras hidrelétricas, destinados à redução dos impactos tarifários aos consumidores por meio de componentes financeiros regulatórios, e (ii) da maior amortização de saldos do ciclo anterior no período;
- **Aumento de R\$ 130,0 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda)**, explicado pelo aumento do número de clientes e do consumo nesta categoria;

Tais efeitos foram parcialmente compensados pela:

- **Redução de R\$ 15,4 milhões na rubrica de outras receitas** decorrente principalmente da queda do PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) entre os períodos analisados (R\$ 136,88 9M26 vs. R\$ 149,08 9M25), que reduziu a receita de venda de energia excedente no mercado de curto prazo.
- **Aumento de R\$ 147,1 milhões em deduções** em função de:
 - **Aumento de R\$ 136,2 milhões na rubrica de tributos** devido, principalmente, ao aumento da base de cálculo e elevação no valor do ICMS, reflexo do reajuste tarifário;
 - **Aumento de R\$ 10,9 milhões na rubrica de encargos setoriais** relacionado, principalmente, à elevação dos encargos atrelados à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), resultado da

homologação do reajuste tarifário ocorrido em abril de 2026 no valor de R\$ 148,5 milhões. Tal efeito foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 142 milhões na rubrica de encargos setoriais relativo à conta centralizadora de recursos de bandeiras tarifárias (CCRBT), resultado da aplicação das bandeiras verde e amarela ao longo de 2026, versus a vigência da bandeira vermelha (patamar 1 e 2) em 2025, em especial no segundo semestre do ano.

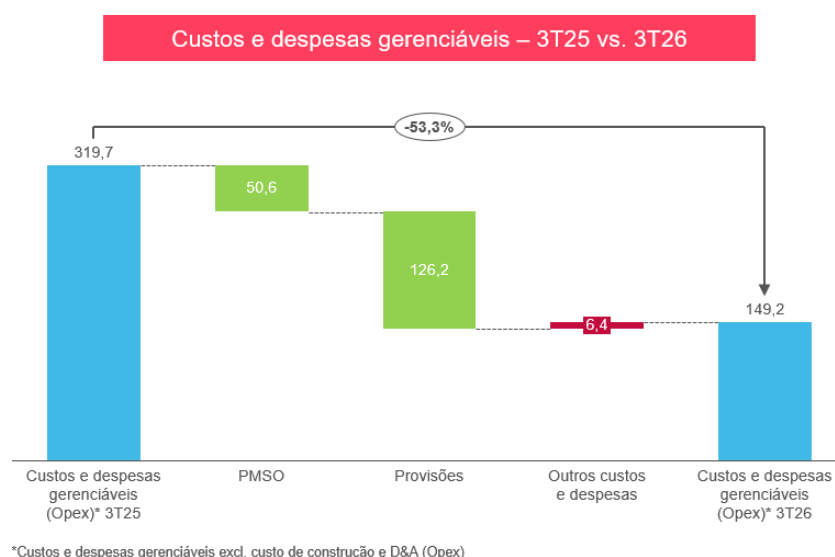
Custos e Despesas Operacionais

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

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Energia elétrica comprada para revenda e Encargos do uso do sistema de transmissão	(1.084.426)	(1.062.830)	2,0%	(3.044.598)	(2.861.008)	6,4%
Custos e despesas não gerenciáveis	(1.084.426)	(1.062.830)	2,0%	(3.044.598)	(2.861.008)	6,4%
Pessoal	(50.971)	(60.187)	-15,3%	(224.254)	(184.451)	21,6%
Desp de Pessoal	(114.264)	(94.866)	20,4%	(357.001)	(284.552)	25,5%
Capitalização de Pessoal	63.293	34.680	82,5%	132.746	100.101	32,6%
Material	(13.650)	(9.666)	41,2%	(28.291)	(39.547)	-28,5%
Serviço de Terceiros	(160.333)	(193.863)	-17,3%	(522.036)	(552.194)	-5,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(15.808)	(27.687)	-42,9%	(39.237)	(66.596)	-41,1%
PMSO	(240.762)	(291.403)	-17,4%	(813.818)	(842.788)	-3,4%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perda de Recebíveis	80.178	(40.774)	<-100,0%	(19.378)	(121.064)	-84,0%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(10.492)	(15.726)	-33,3%	(62.595)	(47.776)	31,0%
Provisões	69.686	(56.500)	<-100,0%	(81.973)	(168.840)	-51,4%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	21.846	28.217	-22,6%	74.902	63.372	18,2%
Outros custos e receitas/despesas líquidas	21.846	28.217	-22,6%	74.902	63.372	18,2%
Custos e despesas gerenciáveis excl. custo de construção e D&A (Opex)	(149.230)	(319.686)	-53,3%	(820.889)	(948.256)	-13,4%
Depreciação e Amortização (D&A)	(135.943)	(185.603)	-26,8%	(455.495)	(543.540)	-16,2%
Custo de Construção	(662.652)	(507.552)	30,6%	(1.587.591)	(1.303.549)	21,8%
Custos e despesas gerenciáveis	(947.825)	(1.012.841)	-6,4%	(2.863.975)	(2.795.345)	2,5%
Custos do Serviço e Despesa Operacional	(2.032.251)	(2.075.671)	-2,1%	(5.908.573)	(5.656.353)	4,5%

Os custos e despesas não gerenciáveis, apresentaram um aumento de R\$ 86,4 milhões, influenciado pelo aumento de volume na compra de energia hídrica, em conjunto com uma elevação nos encargos do serviço do sistema - ESS.

Já os custos e despesas gerenciáveis excluindo custo de construção e depreciação e amortização (Opex), apresentaram redução de R\$ 170,5 milhões quando comparado com o mesmo período no ano anterior, em razão das seguintes variações:



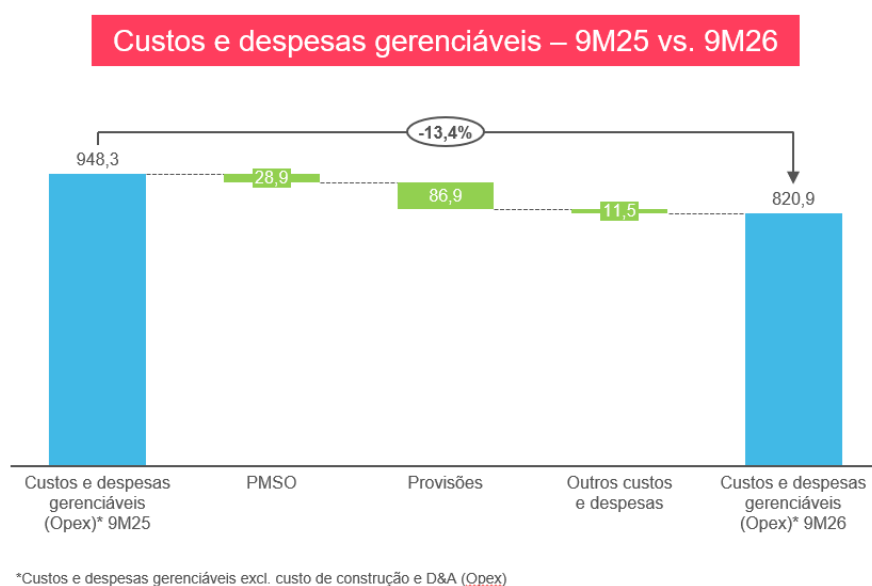
- Redução de R\$ 50,6 milhões em PMSO, reflexo, principalmente, do:

- **Redução de R\$ 33,5 milhões na rubrica de serviços de terceiros**, em função do avanço do projeto *insourcing* que prevê a ampliação da contratação de colaboradores próprios em substituição a serviços terceirizados;
- **Redução de R\$ 9,2 milhões na rubrica de despesa de pessoal** em virtude, principalmente, do maior nível de capitalização, reflexo da intensificação dos investimentos no período. Este efeito foi parcialmente compensado pela elevação dos custos com pessoal, decorrente do projeto *insourcing* que aumentou a contratação de colaboradores próprios;
- **Redução de R\$ 11,9 milhões na rubrica de outras receitas/despesas operacionais** decorrente, principalmente, de menor despesa com desativação de ativos em relação ao mesmo período do ano anterior;

▪ **Redução de R\$ 126,2 milhões em provisões** decorrente, basicamente, da diminuição de R\$ 120,9 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa e perda de recebíveis em função, principalmente, de uma atualização de parâmetros e premissas na mensuração das perdas associadas às contas a receber de clientes. A revisão considerou informações históricas mais recentes e as expectativas de recuperação das carteiras, com destaque para a atualização dos parâmetros relacionados à perda em caso de inadimplência.

Nos 9M26, os custos e despesas não gerenciáveis totalizaram R\$ 3,0 bilhões, aumento de 6,4% (R\$ 183,6 milhões) em relação aos 9M25. A variação decorreu do maior volume de compra de energia hídrica e da elevação dos encargos do serviço do sistema (ESS).

Os custos e despesas gerenciáveis, excluindo custo de construção e depreciação e amortização (Opex) nos 9M26, apresentaram redução de R\$ 127,4 milhões nos 9M26 em comparação aos 9M25. As principais variações podem ser explicadas por:



▪ **Redução de R\$ 28,9 milhões em PMSO, reflexo, principalmente, da:**

- **Redução de R\$ 11,2 milhões na rubrica de material** em virtude do reconhecimento de créditos decorrentes da venda de materiais excedentes, que compensou parcialmente as despesas associadas à aquisição de materiais;
- **Redução de R\$ 27,4 milhões na rubrica de outras receitas/despesas operacionais**, explicada principalmente, pela menor despesa com desativação de ativos em relação ao mesmo período do ano anterior;
- **Redução de R\$ 30,1 milhões na rubrica de serviços de terceiros**, em função do avanço do projeto *insourcing* que prevê a ampliação da contratação de colaboradores próprios em substituição a serviços terceirizados;

Este efeito foi parcialmente compensado pelo:

- **Aumento de R\$ 39,8 milhões na rubrica de despesa de pessoal**, em função do avanço do projeto *insourcing* que prevê a ampliação da contratação de colaboradores próprios em substituição a serviços terceirizados;

▪ **Redução de R\$ 86,9 milhões em provisões em razão de:**

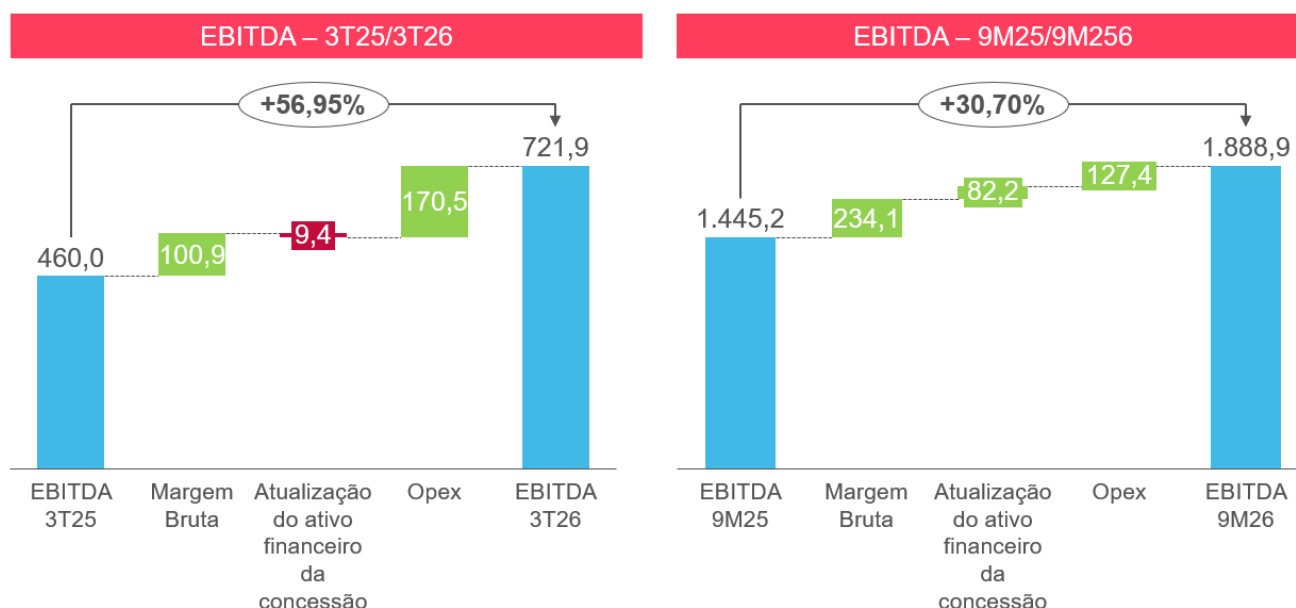
- **Redução de R\$ 101,7 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa e perda de recebíveis** em função, principalmente, de uma atualização de parâmetros e premissas na mensuração das perdas associadas às contas a receber de clientes;

Este efeito foi parcialmente compensado pelo:

- **Aumento de R\$ 14,8 milhões na rubrica de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas** em função do crescimento do volume de processos cíveis classificados como de perda provável, relacionados, em sua maioria, a reclamações de consumidores.

- **Aumento de R\$ 11,5 milhões em outros custos e receitas/despesas líquidas, decorrente da maior receita com multas cobradas por atraso no pagamento das contas de energia.**

EBITDA



O EBITDA totalizou **R\$ 721,9 milhões** no 3T26, com aumento de **R\$ 261,9 milhões** em relação ao 3T25. Os principais fatores foram a expansão de **R\$ 100,9 milhões** da margem bruta, associada às maiores receitas de fornecimento e de uso da rede por consumidores livres, e a redução de **R\$ 170,5 milhões** do Opex. Esta redução inclui R\$ 120,9 milhões em provisões para perdas de crédito, principalmente pela atualização de parâmetros e premissas na mensuração das perdas associadas às contas a receber de clientes, além de menores despesas com serviços de terceiros e pessoal, estas últimas influenciadas pela maior capitalização de custos vinculados aos investimentos.

Nos 9M26, o EBITDA atingiu **R\$ 1.888,9 milhões**, com aumento de **R\$ 443,7 milhões** (30,7%) em relação aos 9M25. O crescimento refletiu a expansão de **R\$ 234,1 milhões** da margem bruta, a redução de **R\$ 127,4 milhões** do Opex e o aumento de **R\$ 82,2 milhões** na atualização do ativo financeiro da concessão. A margem bruta foi beneficiada pelas maiores receitas de fornecimento e de uso da rede, associadas ao reajuste tarifário e ao crescimento do mercado livre. A redução do Opex inclui R\$ 101,7 milhões em provisões para perdas de crédito, principalmente, em razão da revisão dos parâmetros de cálculo da PCLD, e **R\$ 28,9 milhões** no PMSO,

com menores despesas de serviços de terceiros, materiais e desativação de ativos, parcialmente compensadas pelo aumento das despesas de pessoal decorrente do *insourcing*. O aumento de R\$ 14,8 milhões nas provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas compensou parcialmente essas reduções.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. % (2)
Receita de aplicações financeiras	18.807	5.383	>100,0%	28.167	19.927	41,4%
Despesas líquidas relacionadas à dívida (1)	(259.378)	(219.973)	17,9%	(724.905)	(590.391)	22,8%
Outros resultados financeiros não relacionados à dívida	(39.654)	(90.133)	-56,0%	(209.050)	(183.151)	14,1%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	14.104	14.539	-3,0%	46.307	42.668	8,5%
Atualização do ativo/passivo financeiro setorial (líquidas)	(15.782)	(29.034)	-45,6%	(43.590)	(57.566)	-24,3%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(21.604)	(50.263)	-57,0%	(70.906)	(83.102)	-14,7%
Encargos fundo de pensão	(3.844)	(3.308)	16,2%	(11.532)	(9.919)	16,3%
Variações monetárias e cambiais - outros	(1.665)	(1.586)	5,0%	(4.661)	(23.040)	-79,8%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(10.863)	(20.481)	-47,0%	(124.668)	(52.192)	>100,0%
Resultado Financeiro	(280.225)	(304.723)	-8,0%	(905.788)	(753.615)	20,2%

(1) Despesas líquidas relacionadas à dívida = Encargos de dívida e variações monetárias + variações cambiais + instrumentos financeiros derivativos + marcação a mercado da dívida

No 3T26, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 280,2 milhões, ante R\$ 304,7 milhões no 3T25, uma redução de **R\$ 24,5 milhões (8,0%)** na despesa líquida. A melhora decorreu das maiores receitas de aplicações financeiras e das menores despesas não relacionadas à dívida, parcialmente compensadas pelo aumento das despesas com dívida, conforme detalhado a seguir:

- **Aumento de R\$ 13,4 milhões nas receitas de aplicações financeiras**, associado ao maior caixa médio no período;
- **Redução de R\$ 50,5 milhões nas despesas líquidas não relacionadas à dívida**, de R\$ 90,1 milhões para R\$ 39,7 milhões, com destaque para:
 - **Redução de R\$ 13,2 milhões na despesa líquida de atualização de ativos e passivos financeiros setoriais**, associada ao maior saldo médio de ativos regulatórios de ciclos anteriores, cuja atualização monetária até a recuperação tarifária elevou a receita financeira;
 - **Redução de R\$ 28,6 milhões na despesa de atualização de provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas**, decorrente da baixa de processos cíveis de valores relevantes;
 - **Redução de R\$ 9,6 milhões nas outras despesas financeiras líquidas**, principalmente pela atualização monetária de tributos compensáveis;

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- **Aumento de R\$ 39,4 milhões nas despesas líquidas relacionadas à dívida**, principalmente pelo maior volume de endividamento.

Nos 9M26, o resultado financeiro líquido foi negativo em **R\$ 905,8 milhões**, ante R\$ 753,6 milhões nos 9M25, um aumento de **R\$ 152,2 milhões (20,2%)** na despesa líquida. A variação refletiu o aumento de **R\$ 134,5 milhões nas despesas com dívida** e de **R\$ 25,9 milhões nas despesas não relacionadas à dívida**, parcialmente compensado pelo aumento de **R\$ 8,3 milhões nas receitas de aplicações financeiras**, conforme detalhado a seguir:

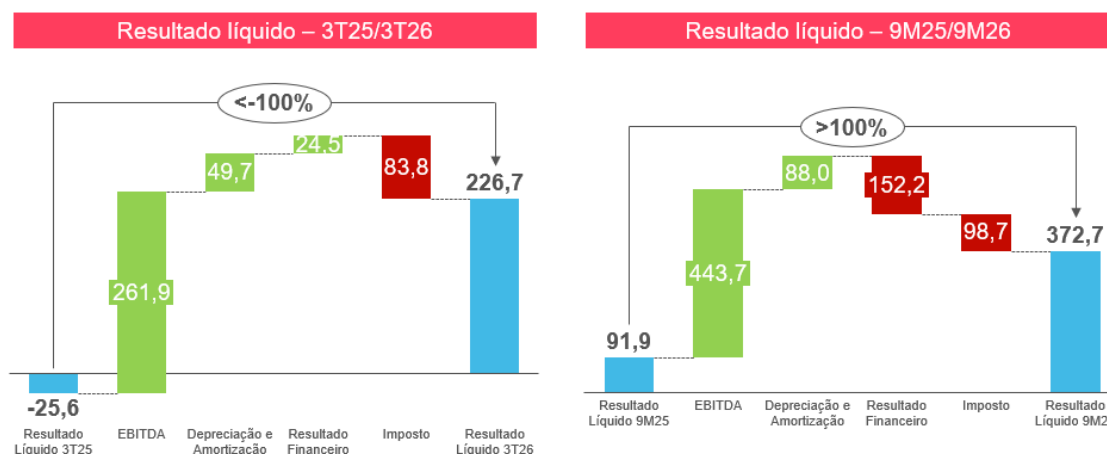
- **Aumento de R\$ 134,5 milhões nas despesas líquidas relacionadas à dívida**, associado ao maior volume de dívida contratada (dívida média nos 9M26 de R\$ 6.427 milhões, ante R\$ 5.325 milhões 9M25) e à elevação da taxa média do CDI informada no período (10,45% nos 9M26, ante 10,30% nos 9M25);

- **Aumento de R\$ 25,9 milhões nas despesas líquidas não relacionadas à dívida**, explicado principalmente por:
 - **Aumento de R\$ 72,4 milhões nas outras despesas financeiras líquidas**, principalmente pelo aumento de R\$ 40,9 milhões na despesa de antecipação de créditos do subsídio da CDE homologados em abril de 2026 e pela redução de R\$ 31,4 milhões na atualização monetária de créditos tributários. A base comparativa dos 9M25 foi beneficiada pela atualização de créditos reconhecidos em dezembro de 2024, referentes a tributos pagos a maior entre 2021 e 2024 sobre a parcela Selic na repetição de indébitos tributários, com base no entendimento do STF;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- **Redução de R\$ 18,3 milhões nas despesas líquidas com variações monetárias e cambiais – outros**, principalmente pela menor atualização monetária de autos de infração de ICMS, após a redução do saldo dessas contingências;
- **Redução de R\$ 13,9 milhões na despesa líquida de atualização de ativos e passivos financeiros setoriais**, associada à maior receita de atualização monetária de ativos regulatórios de ciclos anteriores ainda em recuperação tarifária;
- **Redução de R\$ 12,1 milhões na despesa de atualização de provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas**, decorrente, principalmente, da baixa de processos cíveis de valores relevantes.

Resultado Líquido



A Companhia registrou lucro líquido de **R\$ 226,7 milhões** no 3T26, representando um aumento de R\$ 252,3 milhões em relação ao 3T25. Os resultados foram beneficiados tanto pela expansão do EBITDA quanto pela melhora dos resultados financeiros associados a ativos regulatórios e à redução de contingências judiciais. Apesar da elevação das despesas com dívida e do aumento da carga tributária, a companhia apresentou evolução na sua rentabilidade, reforçando a tendência de melhora dos indicadores operacionais e financeiros no período.

Nos 9M26, o lucro líquido totalizou **R\$ 372,7 milhões**, com aumento de R\$ 280,8 milhões em relação aos 9M25. O crescimento foi impulsionado pela melhora do resultado operacional, refletida no aumento de R\$ 443,7 milhões do EBITDA, com expansão da margem bruta e redução do Opex. Também contribuíram a atualização de parâmetros e premissas da PDD e a maior atualização do ativo financeiro da concessão. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento das despesas financeiras, principalmente com dívida, e dos tributos sobre o lucro.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	7.276.546	5.795.575	25,6%	7.276.546	5.795.575	25,6%
Dívida com Terceiros	3.861.981	3.326.018	16,1%	3.861.981	3.326.018	16,1%
Dívida Intercompany	3.414.565	2.469.557	38,3%	3.414.565	2.469.557	38,3%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	542.158	108.292	>100,0%	542.158	108.292	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	6.734.388	5.687.283	18,4%	6.734.388	5.687.283	18,4%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado(1)*	2,85	2,76	3,0%	2,85	2,76	3,0%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (1)*	2,63	2,71	-2,9%	2,63	2,71	-2,9%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,56	0,53	5,5%	0,56	0,53	5,5%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,54	0,52	2,7%	0,54	0,52	2,7%

(1) 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 3T26 em **R\$ 7.277 milhões**, um aumento de R\$ 1.481 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\$ 4.308 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 933 milhões, parcialmente compensados por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 3.297 milhões e R\$ 468 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste negativo relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 5 milhões.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 24 de abril de 2026, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings atualizou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil para 'AA+(bra)', com perspectiva negativa.

Colchão de Liquidez

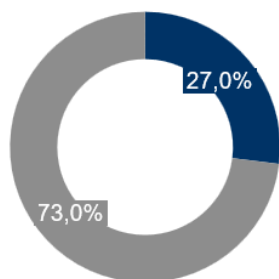
Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia manteve limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 30 de setembro de 2026 era de R\$ 100 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas (locais e dos controladores indiretos), o qual foi ampliado em 20 de maio de 2025 para até R\$ 4.500 milhões, através do Despacho de Nº 1.517/25.

A Companhia conta também com o apoio financeiro da Enel Finance International (EFI), que pode disponibilizar recursos para financiar investimentos e capital de giro, utilizando o limite autorizado pela Aneel para a realização de mútuos financeiros.

Para a realização de financiamentos com bancos e captações no mercado de capitais, a Companhia pode utilizar, quando necessário e conveniente, a garantia da Enel Brasil e, eventualmente, de outras empresas do Grupo, requerendo a aprovação da ANEEL, caso necessário, conforme a regulamentação vigente.

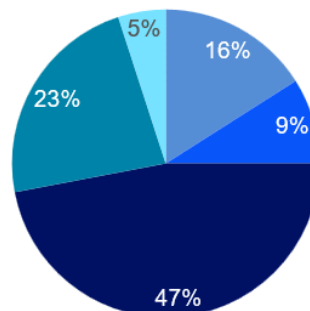
A capacidade de suporte financeiro pelo Grupo é verificada por meio da posição positiva de caixa e liquidez, a qual permitiu a realização de operações de mútuos e eventuais aportes de capital realizados nos últimos anos. Tal capacidade de suporte se manteve na posição verificada em 30 de setembro de 2026 dos Controladores, e prospectivamente por meio do contrato de linha de crédito firmado entre Enel Américas e a Enel Brasil em 20 de abril de 2026, no montante de USD 2 bilhões.

Abertura da Dívida Bruta – CP e LP
Posição Final em Set./26



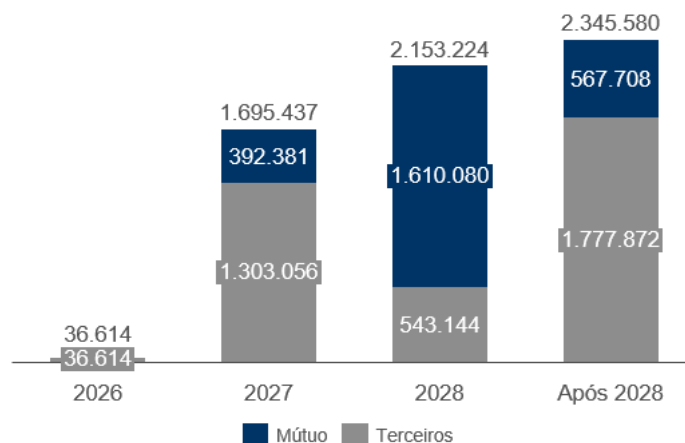
■ Curto Prazo ■ Longo Prazo

Abertura da Dívida Bruta – Credor
Posição Final em Set./26



■ Notas Comerciais ■ Debêntures
■ Bancos ■ BNB
■ Mútuo

Curva de Amortização de Saldo de Dívida com SWAP (R\$Mil)
Posição Final em Set./26



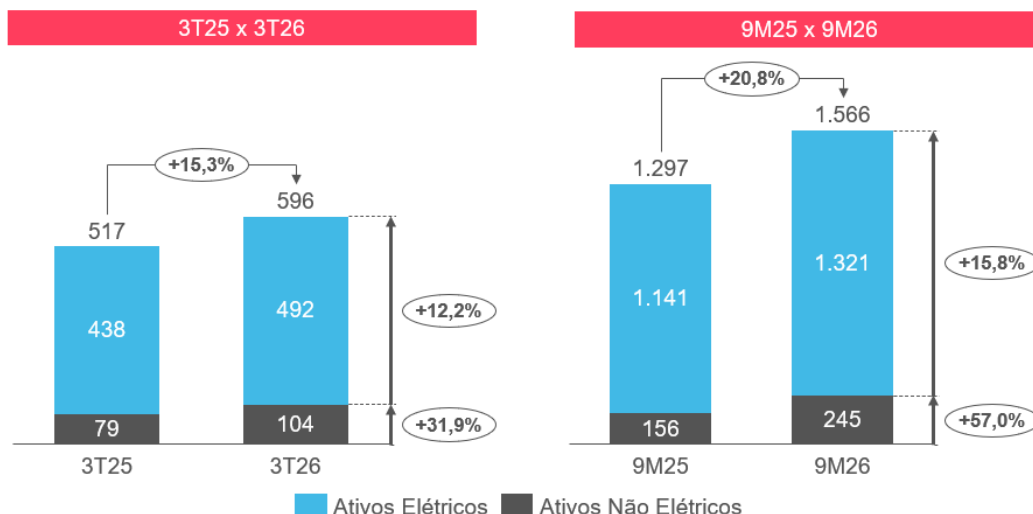
■ Mútuo ■ Terceiros

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Manutenção	323.033	178.481	81,0%	675.734	440.083	53,5%
Crescimento	32.456	68.994	-53,0%	120.133	187.277	-35,9%
Novas Conexões	229.437	251.093	-8,6%	759.479	632.534	20,1%
Financiado pela Companhia	584.926	498.568	17,3%	1.555.346	1.259.895	23,5%
Financiado pelo Cliente	10.906	18.347	-40,6%	10.926	36.937	-70,4%
Total	595.832	516.915	15,3%	1.566.272	1.296.832	20,8%

Ativos Elétricos e Não Elétricos



A Companhia investiu R\$ 595,8 milhões no 3T26, aumento de 15,3% em relação ao 3T25. Os recursos foram destinados principalmente à manutenção da rede e a novas conexões, com foco na qualidade do fornecimento e na modernização da infraestrutura.

No trimestre, foram aplicados R\$ 323,0 milhões em manutenção, incluindo R\$ 211,8 milhões em manutenção corretiva, R\$ 229,4 milhões em novas conexões e R\$ 32,5 milhões em crescimento. Essas categorias totalizaram R\$ 584,9 milhões de responsabilidade da Companhia. Entre os projetos mencionados, destacam-se R\$ 28,3 milhões para aumento da confiabilidade da rede. Os investimentos financiados por clientes somaram R\$ 10,9 milhões.

Nos 9M26, os investimentos totalizaram R\$ 1.566,3 milhões, aumento de 20,8% em relação aos 9M25. Foram destinados R\$ 759,5 milhões a novas conexões, R\$ 675,7 milhões à manutenção e R\$ 120,1 milhões ao crescimento, totalizando R\$ 1.555,3 milhões de responsabilidade da Companhia. Os investimentos financiados por clientes somaram R\$ 10,9 milhões.

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

A Enel Distribuição Ceará 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 (Environmental, Social and Governance) fazem parte da nossa estratégia de sustentabilidade, assim como a Agenda 2030 da ONU, ambos considerados importantes direcionadores e tendências no setor elétrico. Além disso, consideramos em nossa estratégia os grandes desafios da atualidade, como a transição energética acessível e justa, baseada em fontes renováveis de geração. Dessa maneira, buscamos contribuir para o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas, com destaque para Energia Limpa e Acessível (ODS 7), Indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9), Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11) e Ação Contra a Mudança Global do Clima (ODS 13).

A nossa estratégia de sustentabilidade considera os resultados de escutas realizadas junto a diversas partes interessadas, bem como uma avaliação dos impactos, riscos e oportunidades ESG. A partir disso, os objetivos são definidos e desdobrados em metas e iniciativas de curto, médio e longo prazo, compondo o Plano de Sustentabilidade da empresa, que é revisado anualmente e reportado periodicamente ao Conselho de Administração, de forma a garantir a transparência e o monitoramento da nossa jornada rumo ao desenvolvimento sustentável.

O atual Plano de Sustentabilidade da Enel Ceará abrange o ciclo 2026-2028 e estabelece objetivos ESG específicos em três pilares temáticos. São dois pilares ambientais, voltados para Mudanças Climáticas e

Capital Natural, e um terceiro pilar direcionado ao tema social, com foco na Transição Justa e Inclusiva. De forma transversal, um modelo de Governança Sólida garante a adoção das melhores e mais atuais práticas de integridade, transparência e gestão voltadas ao respeito aos direitos humanos. Além disso, os Aceleradores de Crescimento, como inovação, digitalização e economia circular, fortalecem a estratégia do Grupo.

Especificamente em relação às metas ambientais, destacam-se o programa de verificações ambientais em empresas contratadas, o Assessment Ambiental, que atesta a conformidade legal e ambiental das empresas parceiras da Enel, e o programa ECoS - Extra Checking On Site, que avalia a performance ambiental dos processos da companhia. É importante destacar que esses programas compõem o Sistema de Gestão Ambiental certificado pela ISO 14001.

A fim de contribuir para uma transição energética justa e inclusiva e gerar valor compartilhado para a sociedade cearense e para as comunidades locais, especialmente aquelas em situação de maior vulnerabilidade social, a companhia mantém o programa Enel Compartilha, que inclui projetos socioambientais voltados para eficiência energética, economia circular, educação para o consumo consciente e seguro de energia, cidadania, geração de renda e empregabilidade.

Até o final do terceiro trimestre, a Enel Distribuição Ceará acumulou, em 2026, R\$ 22,5 milhões em investimentos e beneficiou cerca de 300 mil pessoas por meio de 118 projetos e iniciativas. Como destaque do período, relacionamos algumas ações realizadas pelo programa social Enel Compartilha:

Enel Ceará está entre as cinco distribuidoras com mais inscritos na ONEE 2026 – ODS 7

A Enel Ceará alcançou 44.052 estudantes cadastrados na ONEE 2026, iniciativa que promove educação sobre eficiência energética, uso seguro e consciente da energia elétrica, e sustentabilidade. O resultado foi apoiado por articulação com a Secretaria Estadual de Educação, CREDES, SEFOR, secretarias municipais e 149 municípios, além de ações com escolas particulares, blitzes, lideranças comunitárias e prospecção direcionada. A estratégia contou ainda com o reforço da Comunicação da Enel, com ações em redes sociais, imprensa e junto a escolas, professores e parceiros.

Enel Compartilha Eficiência - Troca de Equipamentos – ODS 7

O programa Enel Compartilha Eficiência tem como foco possibilitar adequação da conta de energia ao orçamento de famílias de baixa renda, por meio da substituição de refrigeradores e lâmpadas por modelos novos e mais eficientes. No terceiro trimestre do ano foram realizados 22 eventos que beneficiaram 7.406 pessoas em 12 municípios com a troca de 1.204 geladeiras e 4.031 lâmpadas convencionais por modelos em LED. Como destaque, no mês de agosto, o evento de Horizonte aconteceu em concomitância com a inauguração da nova base operacional no município, na Região Metropolitana de Fortaleza.

Programa Troca Inteligente – ODS 7

Em setembro, a Enel Distribuição Ceará deu início ao programa Troca Inteligente, que incentiva os consumidores residenciais a substituir eletrodomésticos antigos e ineficientes por aparelhos com Selo PROCEL. A campanha de vendas foi realizada nas lojas físicas participantes da Macavi. Cada cliente pôde adquirir um refrigerador novo com 50% de desconto, mediante a entrega do antigo, além de poder trocar até 10 lâmpadas comuns por LED. Além disso, 5% do valor de cada eletrodoméstico adquirido foi destinado, sem custo adicional, a projetos sociais, fortalecendo o vínculo entre eficiência energética e desenvolvimento social. Em apenas quatro dias de operação, foram vendidos 1.150 refrigeradores em três municípios do estado (Fortaleza, Maracanaú e Caucaia), e trocadas 5.750 lâmpadas, demonstrando o interesse dos consumidores por soluções mais eficientes e sustentáveis.

Ecoenel promove novas parcerias – ODS 7

Até o final do terceiro trimestre de 2026, o programa Ecoenel arrecadou, em 12 municípios, aproximadamente 737 toneladas de recicláveis, gerando bônus de mais de R\$ 330 mil na conta de energia dos clientes. Como destaque do período foram realizadas articulações estratégicas junto ao poder público municipal e a entidades de gestão de resíduos sólidos. Entre as iniciativas, destacam-se as reuniões com a Secretaria de Meio Ambiente e Controle Urbano de Maracanaú e com a Superintendência do Consórcio Público de Manejo dos Resíduos Sólidos da Região do Sertão Central (CONSERCE), envolvendo representantes dos municípios de Banabuiú, Choró, Ibaretama, Ibicuitinga, Quixadá e Quixeramobim. Essas articulações reforçam o compromisso da Enel em ampliar o acesso às iniciativas de sustentabilidade, reciclagem e educação ambiental, fortalecendo a atuação conjunta com instituições públicas e organizações regionais.

Indicadores ASG - Enel Ceará*

Indicadores

	3T26	3T25
Colaboradores Próprios (Unid)	3.123	2.421
Colaboradores terceirizados (Unid)	10.397	9.693
% de mulheres na Empresa	12,1%	13,6%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	19,6%	19,4%
Taxa de Rotatividade (2)	5,5%	10,3%
Número de membros no conselho (Unid)	8	8
Número de membros independentes no conselho (Unid)	1	2
% de mulheres no conselho	12,5%	12,5%
Beneficiados pelos projetos sociais**	299.743	162.886
Resíduos perigosos enviados para recuperação	87%	99%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	99%	95%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)	6	6
Realização de ECoS Ambiental (4)	1	-

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

(3) Meta 2026: 8; (4) Meta 2026: 1

**Nota sobre o número de Beneficiados pelos projetos sociais: A Companhia considera, na apuração de beneficiados, tanto os beneficiados diretos quanto os indiretos, refletindo o alcance ampliado de suas iniciativas.

No 4T25, houve uma mudança nos critérios de apuração de beneficiados, realizada à nível Holding, aumentando significativamente a contabilização de beneficiados indiretos, que são estimados com base em métricas específicas, que consideram o impacto das ações sobre as famílias e o investimento financeiro associado aos projetos. A mudança realizada expandiu o número de categorias de projetos, acompanhando o aumento do escopo e do volume de investimentos da Companhia.

6 ASPECTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual 2026

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 22 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2026 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2026, Resolução Homologatória nº 3.574/2026.

Em abril de 2026, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia com um índice de reajuste de +0,82% composto por (i) reajuste econômico de +4,47%, sendo +5,71% de Parcela A, -1,24% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -3,65%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de +4,96%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +5,78%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Reajuste Tarifário Enel CE		2026
Encargos Setoriais		2,80%
Custos de Transporte		0,04%
Custos de Aquisição de Energia		2,87%
PARCELA A		5,71%
Distribuição		-1,24%
PARCELA B		-1,24%
Reajuste econômico		4,47%
CVA total		4,64%
Outros financeiros		-8,28%
Reajuste financeiro		-3,65%
Reajuste total		0,82%
Componentes financeiros do processo anterior		4,96%
Efeito para o consumidor		5,78%

O reajuste tarifário médio de +5,78% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	+9,61%
Baixa Tensão	+4,67%
Efeito Médio	+5,78%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em +9,7%, representando +5,71% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.456 milhões. Um acréscimo de +17,8%, representando +2,8% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 3.032 milhões. Um acréscimo de +8,0%, contemplando o custo de compra de energia que representa +2,87% no reajuste econômico decorrente principalmente dos contratos de leilão de energia nova; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 573 milhões. Os custos de transmissão tiveram aumento de +0,5%, correspondendo a um efeito de +0,04% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -3,0%, representando uma participação de -1,24% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de -1,83% no período de 12 meses findos em março de 2026; e
- Fator X de +1,175%, 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 -1,003%; 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\$ 295 milhões, dentre os quais destacam-se basicamente:

- (i) recomposição de diferimento tarifário de R\$ 587 milhões negativos;
- (ii) reversão de risco hidrológico negativo de R\$ 172 milhões;
- (iii) impacto negativo de R\$ 124 milhões na reversão de componente econômico referente a quitação da conta de escassez hídrica;
- (iv) neutralidade de créditos de PIS/COFINS de R\$ 17 milhões negativos;
- (v) impacto negativo de R\$ 15 milhões na arrecadação CDE escassez hídrica e COVID dos clientes livres.

Tais efeitos foram parcialmente compensados por:

- (vi) R\$ 375 milhões positivos referentes aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA");
- (vii) previsão do risco hidrológico positivo em R\$ 201 milhões; e
- (viii) recomposição de diferença positiva de cobertura CDE GD de R\$ 77 milhões.

Repactuação do Uso de Bem Público e Efeitos Tarifários

Em 19 de maio de 2026, por meio do Despacho nº 1.832/2026, a Diretoria da ANEEL aprovou a metodologia de rateio dos recursos de Uso do Bem Público ("UBP"), decorrentes da antecipação de pagamentos realizados por concessionários de geração hidrelétrica pela exploração de potenciais hidráulicos da União. A metodologia contempla os consumidores das distribuidoras localizadas nas áreas da SUDAM e da SUDENE, grupo no qual se enquadra a Enel Ceará. Posteriormente, pelo Despacho nº 2.102/2026, de 9 de junho de 2026, a ANEEL delegou à STR o cálculo e a publicação do novo reposicionamento tarifário das distribuidoras cujos processos tarifários já haviam sido homologados sem a antecipação desses recursos.

Dessa forma, por meio do Despacho nº 3.111/2026, de 11 de agosto de 2026, a ANEEL homologou o valor de repasse às distribuidoras, sendo para Companhia o valor de R\$ 485 milhões, já tendo sido repassado R\$ 404 milhões em 21 de agosto de 2026. A diferença será repassada no início de 2027.

Em contrapartida, em 24 de agosto de 2026, por meio do Despacho nº 3.324/2026, a ANEEL homologou o recálculo do processo tarifário de 2026, para que o benefício da repactuação da UBP pudesse ser refletida ao consumidor final. A incorporação dos recursos da repactuação do UBP nas tarifas da Companhia impactou em redução no efeito médio percebido pelos consumidores de -5,87%. O Grupo B (Baixa Tensão) apresentou redução de -6,65% e o Grupo A (Alta Tensão) apresentou redução de -3,29%, ambos em relação ao efeito homologado no reajuste de 2026.

Bandeira Tarifária

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

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

De janeiro a abril de 2026, vigorou a bandeira tarifária verde, refletindo condições hidrológicas favoráveis, com níveis adequados dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) e menor necessidade de despacho termelétrico.

A partir de maio de 2026, com o início do período seco e volumes de chuva abaixo das projeções do ONS, a ANEEL acionou a bandeira tarifária amarela, mantida até setembro de 2026, refletindo o maior despacho térmico requerido para o atendimento à carga.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2025 e 2026, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

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	297,32	333,39	304,02
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												
2026	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	183,05	354,65	427,08	258,01	237,58	222,92	171,48	128,67	163,44			
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.

Em 19 de dezembro de 2025, o Despacho n.º 3.850 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2026. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.611,04/MWh e o valor mínimo em R\$ 57,31/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2026 com término previsto para 31 de dezembro de 2026.

BENEFÍCIO FISCAL SUDENE

Em 27 de julho de 2026, a Diretoria Colegiada da SUDENE aprovou o Laudo Constitutivo nº 0151/2026 reconhecendo o enquadramento da Companhia ao benefício de redução do IRPJ e adicionais, calculado com base no lucro da exploração da atividade de distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 1º da MP nº 2.199-14/2001. O benefício tem prazo de aproveitamento de 10 anos, de 1º de janeiro de 2026 a 31 de dezembro de 2035. O aproveitamento do referido benefício está sujeito à legislação tributária vigente, competindo à Receita Federal a definição quanto à sua aplicação concreta na apuração do imposto. A Companhia seguirá com os trâmites legais perante os Órgãos competentes.

ANEXO 1

DRE (R\$ MIL)

	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.612.059	3.409.691	5,9%	10.189.632	9.258.574	10,1%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.305.950	2.239.360	3,0%	6.789.793	6.640.960	2,2%
CVA	226.474	325.941	-30,5%	604.014	302.613	99,6%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	251.210	186.700	34,6%	666.487	536.461	24,2%
Receita de Construção	662.652	507.552	30,6%	1.587.591	1.303.549	21,8%
Outras Receitas	165.773	150.138	10,4%	541.747	474.991	14,1%
Deduções da Receita Operacional	(993.821)	(1.059.638)	-6,2%	(2.847.700)	(2.700.576)	5,4%
Receita Operacional Líquida	2.618.238	2.350.053	11,4%	7.341.932	6.557.998	12,0%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.084.426)	(1.062.830)	2,0%	(3.044.598)	(2.861.008)	6,4%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(860.273)	(899.905)	-4,4%	(2.365.431)	(2.313.405)	2,2%
Encargos de conexão e uso da rede	(224.153)	(162.925)	37,6%	(679.167)	(547.603)	24,0%
Custo/Despesa Operacional	(947.825)	(1.012.841)	-6,4%	(2.863.975)	(2.795.345)	2,5%
Pessoal	(50.971)	(60.187)	-15,3%	(224.254)	(184.451)	21,6%
Material	(13.650)	(9.666)	41,2%	(28.291)	(39.547)	-28,5%
Serviços de terceiros	(160.333)	(193.863)	-17,3%	(522.036)	(552.194)	-5,5%
Depreciação e amortização	(135.943)	(185.603)	-26,8%	(455.495)	(543.540)	-16,2%
Provisões	69.686	(56.500)	<-100,0%	(81.973)	(168.840)	-51,4%
Custo de construção	(662.652)	(507.552)	30,6%	(1.587.591)	(1.303.549)	21,8%
Outras receitas/despesas operacionais	6.038	530	>100,0%	35.665	(3.224)	<-100,0%
EBITDA	721.930	459.985	56,9%	1.888.854	1.445.185	30,7%
EBIT	585.987	274.382	>100,0%	1.433.359	901.645	59,0%
Resultado Financeiro	(280.225)	(304.723)	-8,0%	(905.788)	(753.615)	20,2%
Receita Financeira	30.602	22.942	33,4%	163.215	202.679	-19,5%
Despesa Financeira	(312.235)	(328.898)	-5,1%	(1.072.636)	(952.875)	12,6%
Variações Cambiais	1.408	1.233	14,2%	3.633	(3.419)	<-100,0%
Resultado antes dos impostos	305.762	(30.341)	<-100,0%	527.571	148.030	>100,0%
IR/CS	(79.037)	4.735	<-100,0%	(154.857)	(56.160)	>100,0%
Lucro/Prejuízo Líquido	226.725	(25.606)	<-100,0%	372.714	91.870	>100,0%