



Earnings Release 3T24 / 9M24
Enel Distribuição Ceará



Fortaleza, 28 de outubro de 2024 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do terceiro trimestre de 2024 (“3T24”) e dos nove primeiros meses do ano “9M24”).

1

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Receita Bruta (R\$ mil)	3.243.694	2.874.046	12,9%	2.664.979	21,7%	8.674.649	8.797.799	-1,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.354.176	2.102.544	12,0%	1.861.920	26,4%	6.150.376	6.474.257	-5,0%
EBITDA (2) (R\$ mil)	432.010	497.461	-13,2%	443.121	-2,5%	1.397.260	1.362.255	2,6%
Margem EBITDA (%)	18,35%	23,66%	-5,31 p.p	23,80%	-5,45 p.p	22,72%	21,04%	1,68 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	22,67%	26,62%	-3,95 p.p	28,30%	-5,63 p.p	27,23%	24,84%	2,39 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	276.671	372.798	-25,8%	297.740	-7,1%	949.898	991.349	-4,2%
Margem EBIT (%)	11,75%	17,73%	-5,98 p.p	15,99%	-4,24 p.p	15,44%	15,31%	0,13 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	68.157	138.190	-50,7%	67.340	1,2%	262.575	286.925	-8,5%
Margem Líquida	2,90%	6,57%	-3,67 p.p	3,62%	-0,72 p.p	4,27%	4,43%	-0,16 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	3,58%	7,39%	-3,81 p.p	4,30%	-0,72 p.p	5,12%	5,23%	-0,11 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.387	3.248	4,3%	3.383	0,1%	10.162	9.575	6,1%
CAPEX (R\$ mil)*	459.670	237.618	93,4%	371.314	23,8%	1.159.090	1.156.671	0,2%
DEC (12 meses)*	10,51	9,31	12,9%	10,37	1,4%	10,51	9,31	12,9%
FEC (12 meses)*	4,13	3,97	4,0%	3,95	4,6%	4,13	3,97	4,0%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,21%	98,32%	-0,11 p.p	98,40%	-0,19 p.p	98,21%	98,32%	-0,11 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	17,61%	16,51%	1,10 p.p	17,73%	-0,12 p.p	17,61%	16,51%	1,10 p.p
PMSO (4) / Consumidor*	75,00	70,40	6,5%	80,22	-6,5%	227,24	233,79	-2,8%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

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

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 aproximadamente 4,2 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 8,8 milhões de habitantes*.

DADOS GERAIS**

	3T24	3T23	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	158.630	156.674	1,2%
Linhas de Transmissão (Km)	5.610	5.605	0,1%
Subestações (Unid.)	127	127	-
Volume de Energia 12 meses (GWh)	13.628	12.901	5,6%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,78%	4,82%	-0,04 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,45%	2,49%	-0,04 p.p

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

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

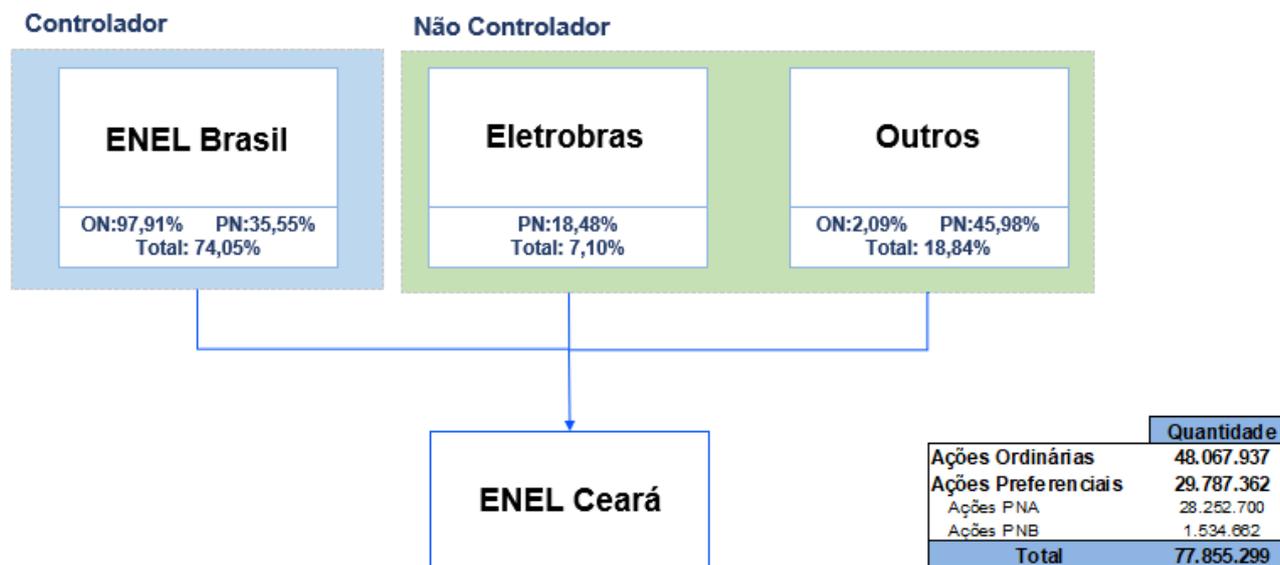


* Número de Habitantes de acordo com o último censo realizado em 2022 pelo IBGE.

** Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 3T24.

Organograma Societário Simplificado

Posição em 30 de setembro de 2024



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Mercado Cativo	4.304.882	4.258.101	1,1%	4.268.400	0,9%	4.304.882	4.258.101	1,1%
Residencial - Convencional	2.306.968	2.107.029	9,5%	2.202.639	4,7%	2.306.968	2.107.029	9,5%
Residencial - Baixa Renda	1.354.722	1.391.921	-2,7%	1.419.411	-4,6%	1.354.722	1.391.921	-2,7%
Industrial	5.706	5.725	-0,3%	5.690	0,3%	5.706	5.725	-0,3%
Comercial	186.215	182.547	2,0%	183.355	1,6%	186.215	182.547	2,0%
Rural	396.934	518.403	-23,4%	403.829	-1,7%	396.934	518.403	-23,4%
Setor Público	54.337	52.476	3,5%	53.476	1,6%	54.337	52.476	3,5%
Clientes Livres	1.321	859	53,8%	1.154	14,5%	1.321	859	53,8%
Industrial	354	230	53,9%	318	11,3%	354	230	53,9%
Comercial	922	598	54,2%	800	15,3%	922	598	54,2%
Rural	32	21	52,4%	25	28,0%	32	21	52,4%
Setor Público	13	10	30,0%	11	18,2%	13	10	30,0%
Revenda	-	2	-100,0%	-	-	-	2	-100,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.306.203	4.258.962	1,1%	4.269.554	0,9%	4.306.203	4.258.962	1,1%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

A Companhia encerrou o 3T24 com uma alta de 1,1% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no 3T23. A alta observada no mercado cativo entre os períodos analisados está concentrada na classe residencial convencional.

O mercado livre, que segue em tendência de crescimento, apresentou um forte aumento de 53,8% em relação ao total de consumidores livres efetivos faturados no mesmo período do ano anterior, reflexo da migração de clientes do mercado cativo.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.526	2.505	0,8%	2.539	-0,5%	7.690	7.394	4,0%
Clientes Livres	850	744	14,2%	833	2,0%	2.442	2.157	13,2%
Revenda	3	3	-	3	-	11	10	10,0%
Consumo Próprio	7	(5)	<-100,0%	7	-	20	14	42,9%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.387	3.248	4,3%	3.383	0,1%	10.162	9.575	6,1%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 3T24.

Mercado Cativo

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

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Residencial - Convencional	895	841	6,4%	921	-2,8%	2.740	2.658	3,1%
Residencial - Baixa Renda	526	491	7,1%	548	-4,0%	1.635	1.302	25,6%
Industrial	90	111	-18,9%	88	2,3%	272	330	-17,6%
Comercial	326	348	-6,3%	357	-8,7%	1.044	1.070	-2,4%
Rural	274	304	-9,9%	230	19,1%	785	850	-7,6%
Setor Público	416	409	1,7%	395	5,3%	1.213	1.184	2,4%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.526	2.505	0,8%	2.539	-0,5%	7.690	7.394	4,0%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

O mercado cativo totalizou 2.526 GWh no 3T24, aumento de 0,8% frente ao volume registrado no 3T23 (2.505 GWh), reflexo do aumento nas temperaturas, apesar do alto volume de chuvas do período. Na análise do acumulado do ano, o incremento foi de 4,0% em comparação ao 9M23, também justificado pelas condições climáticas abordadas acima e aumento no consumo em decorrência das altas temperaturas ocasionadas pelos efeitos do El Niño que teve início em 2023 e durou até agosto de 2024.

A classe Residencial Baixa Renda apresentou no 3T24 uma alta de 7,1% se comparado ao mesmo período de 2023 explicados pelo aumento do emprego a massa de renda. A classe Residencial Convencional também apresentou um aumento de 6,4% vis-à-vis o 3T23. No 9M24 o efeito foi mais forte na classe Residencial Baixa Renda, houve um incremento de 25,6% vis-à-vis 9M23 devido aos fatores já mencionados.

A classe industrial apresentou redução de 18,9% no 3T24 em comparação ao 3T23, explicada pelo aumento da migração desta classe para o mercado livre potencializado pela abertura aos clientes do grupo A, a partir de janeiro de 2024. A exemplo dos motivos que levaram a uma queda significativa das vendas do trimestre, no 9M24 a queda de 17,6% se deu pela migração ao mercado livre.

Na classe comercial, o 3T24 apresentou uma queda de 6,3% comparado ao mesmo período do ano anterior, explicada pelo aumento da migração desta classe para o mercado livre potencializado pela abertura aos clientes do grupo A. Já no 9M24 a queda foi de 2,4% quando comparado ao 9M23.

O Setor Público registrou alta de 1,7% no 3T24 frente ao mesmo período do ano anterior reflexo do aumento nas temperaturas. O mesmo movimento aconteceu no 9M24 cuja alta foi de 2,4% quando comparado ao 9M23

Já a classe Rural registrou uma queda de 9,9% no 3T24 vis-à-vis o 3T23, atribuído parcialmente ao aumento no volume de chuvas em comparação ao ano anterior. No acumulado de 9M24 o consumo também reduziu frente ao mesmo período do ano anterior em decorrência do mesmo motivo.

Clientes Livres

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

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Industrial	532	480	10,8%	527	0,9%	1.520	1.397	8,8%
Comercial	280	229	22,3%	270	3,7%	811	660	22,9%
Rural	9	7	28,6%	8	12,5%	25	18	38,9%
Setor Público	30	28	7,1%	29	3,4%	87	82	6,1%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	850	744	14,2%	833	2,0%	2.442	2.157	13,2%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

O aumento no volume de energia aos clientes livres no período, é atribuído, principalmente, à migração de clientes cativos comerciais e industriais para este mercado, que foi impulsionado pela abertura do mercado livre para os clientes do grupo A, a partir de janeiro de 2024 e um aquecimento econômico registrado principalmente das classes industrial e comercial.

Compra de Energia*

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	0	678	-100,0%	0	-	0	2.012	-100,0%
Angra 1 e 2	105	104	1,0%	104	1,0%	312	309	1,0%
PROINFA	61	59	3,4%	57	7,0%	172	167	3,0%
Leilões e Quotas	3.380	2.208	53,1%	2.395	41,1%	8.178	6.541	25,0%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	4.054	3.258	24,4%	3.042	33,3%	10.147	9.647	5,2%
Liquidação na CCEE	(798)	34	<-100,0%	265	<-100,0%	(171)	(116)	47,4%
Total - Compra de Energia	3.256	3.292	-1,1%	3.307	-1,5%	9.976	9.531	4,7%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

Balanco de Energia*

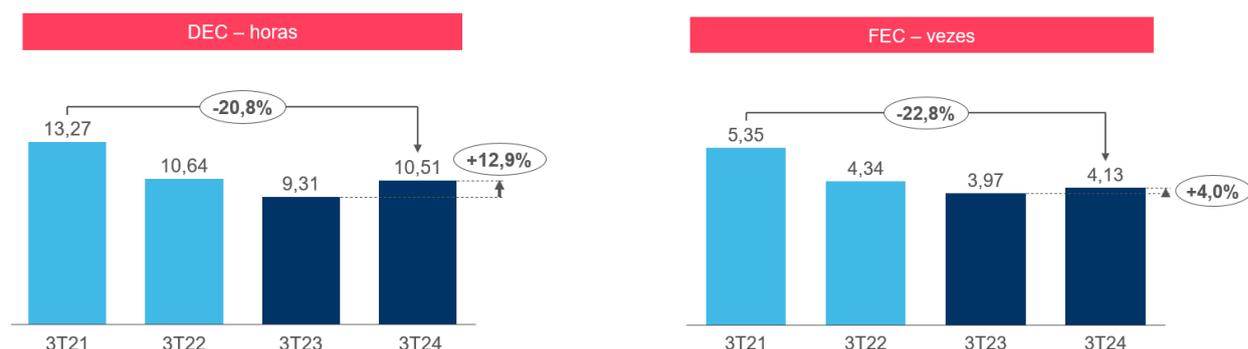
BALANCO DE ENERGIA*

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	4.470	4.216	6,0%	4.355	2,6%	13.207	8.218	60,7%
Energia distribuída (GWh)	3.704	3.474	6,6%	3.597	3,0%	10.927	6.849	59,5%
Mercado Cativo	2.850	2.727	4,5%	2.760	3,3%	8.474	5.360	58,1%
Mercado Livre	854	748	14,2%	837	2,0%	2.453	1.489	64,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	765	742	3,1%	759	0,8%	2.280	1.369	66,5%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	17,12%	17,59%	-0,47 p.p	17,42%	-0,30 p.p	17,26%	16,66%	0,60 p.p

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

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. No 3T24 o DEC apresentou uma alta de 12,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando ligeiramente acima do limite regulatório que é de 9,84.

Estão em andamento ações que visam melhorias nos indicadores de qualidade da Companhia que foram afetados pelas condições climáticas atípicas registradas no final de 2023 e a primeira metade de 2024.

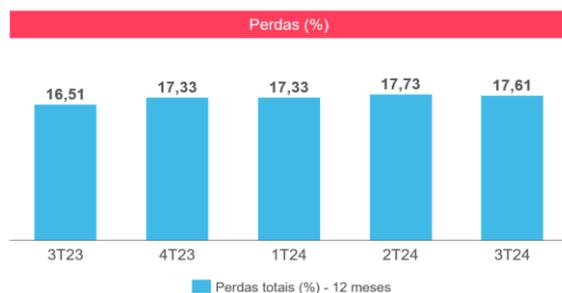
1) Investimento adicional (Crash Program) voltado a melhoria da qualidade e resiliência da rede, como a instalação de 272 equipamentos telecomandados, instalação adicional de 120 fusesaver (equipamento de proteção para redes monofásicas), 210 mil podas além das já realizadas, 50 km de rede para novas interligações (aumentar a flexibilidade operacional) e reforço de rede.

2) Aceleração da Manutenção preventiva dos Telecontroles e aumento do parque de religadores com a tecnologia de recomposição automática, de forma inteligente - SELF HEALING

3) Implementação de boas práticas do Mercado da gestão e controle da operação dos atendimentos emergenciais, a fim de garantir a melhora de performance do DEC/TMAE.

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 3T24.

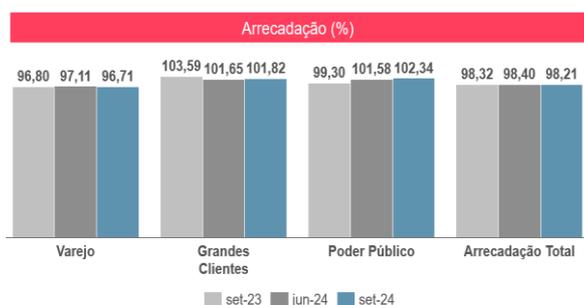
Disciplina de Mercado – Perdas ^{(3) (4)}



As perdas totais de energia LTM alcançaram 17,61% no 3T24, um aumento de 1,10 p.p. em relação às perdas registradas no 3T23 que foram de 16,51%. Essa alta é atribuída ao aumento de carga devido as altas temperaturas registradas ao longo do ano. No entanto, quando comparado ao 2T24 observa-se uma queda marginal no indicador. Contudo, o plano de combate às perdas de energia da Enel Ceará mantém suas ações nos pilares de prevenção e recuperação da receita, principalmente com projetos de

inspeções em clientes do grupo B e A, na recuperação de clientes cortados/autoreligados ou sem contrato ativo (operações do ciclo comercial), além do mapeamento e conexão consumidores clandestinos. Com essas ações de recuperação de energia obteve-se um incremento no mercado faturado de 85 GWh de energia no terceiro trimestre de 2024.

Arrecadação³



Em relação ao indicador de arrecadação, o total apurado no 3T24 ficou praticamente em linha com os percentuais registrados no 2T24 e 3T23.

A companhia tem realizado com êxito atividades de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, PIX, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equacionar valores em aberto.

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 inadimplimento.

³ Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 3T24

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

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.061.542	2.053.080	0,4%	2.063.722	-0,1%	6.247.870	6.001.857	4,1%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(8.706)	(18.178)	-52,1%	(20.544)	-57,6%	(45.993)	(45.327)	1,5%
Subvenção baixa renda	121.367	119.419	1,6%	127.144	-4,5%	376.219	311.604	20,7%
Subvenção de recursos da CDE	83.193	70.445	18,1%	67.554	23,2%	243.692	175.344	39,0%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.257.396	2.224.766	1,5%	2.237.876	0,9%	6.821.787	6.443.478	5,9%
Ativos e passivos financeiros setoriais	236.767	151.045	56,8%	(122.602)	<-100,0%	3.401	471.848	-99,3%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	149.342	130.204	14,7%	153.025	-2,4%	439.912	380.348	15,7%
Receita de construção	448.162	233.787	91,7%	296.112	51,3%	1.019.763	991.025	2,9%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	-	-	-	-	-	-	-
Marcação a mercado de ativo indenizável	45.773	90.472	-49,4%	69.370	-34,0%	208.404	355.954	-41,5%
Outras receitas	106.254	43.772	>100,0%	31.198	>100,0%	181.381	155.146	16,9%
Total - Receita Operacional Bruta	3.243.694	2.874.046	12,9%	2.664.979	21,7%	8.674.649	8.797.799	-1,4%
ICMS	(412.082)	(388.020)	6,2%	(421.633)	-2,3%	(1.259.357)	(1.155.891)	9,0%
COFINS - corrente	(178.036)	(146.672)	21,4%	(147.008)	21,1%	(478.399)	(485.904)	-1,5%
PIS - corrente	(38.653)	(31.843)	21,4%	(31.916)	21,1%	(103.863)	(105.492)	-1,5%
ISS	(1.494)	(1.317)	13,4%	(1.657)	-9,8%	(4.921)	(4.691)	4,9%
Total - Tributos	(630.265)	(567.852)	11,0%	(602.214)	4,7%	(1.846.540)	(1.751.978)	5,4%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(18.296)	(17.605)	3,9%	(14.960)	22,3%	(48.682)	(50.617)	-3,8%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(183.783)	(183.565)	0,1%	(183.783)	-	(567.259)	(513.897)	10,4%
Encargos do consumidor - CCRBT	(54.525)	144	<-100,0%	573	<-100,0%	(53.843)	888	<-100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.649)	(2.624)	1,0%	(2.675)	-1,0%	(7.948)	(7.938)	0,1%
Total - Encargos Setoriais	(259.253)	(203.650)	27,3%	(200.845)	29,1%	(677.732)	(571.564)	18,6%
Total - Deduções da Receita	(889.518)	(771.502)	15,3%	(803.059)	10,8%	(2.524.272)	(2.323.542)	8,6%
Total - Receita Operacional Líquida	2.354.176	2.102.544	12,0%	1.861.920	26,4%	6.150.376	6.474.257	-5,0%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou uma alta de 12,0% no 3T24 vis-à-vis o 3T23. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 3T24, atingiu o montante de R\$ 1.906,0 milhões, aumento de R\$ 37,2 milhões em relação ao 3T23, cujo montante foi de R\$ 1.868,8 milhões. O crescimento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Incremento de R\$ 8,4 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 3T23, devido a um maior consumo registrado no período e maiores temperaturas.
- Aumento de R\$ 12,7 milhões na rubrica subvenção de recursos da CDE no 3T24 frente ao mesmo período de 2023.
- Aumento dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R\$ 85,7 milhões relacionado principalmente a maior cobertura tarifária em comparação ao custo de energia efetivamente incorrido no 3T24 vs. 3T23, além do aumento do volume de energia comprado no mercado curto prazo a um PLD inferior ao custo médio dos contratos da Companhia.
- Aumento de R\$62,5 milhões na rubrica outras receitas.
- Aumento de R\$ 19,1 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento do consumo e migração nesta classe;

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Queda na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 44,7 milhões decorrente do aumento da inflação no período 2024 vs. 2023
- Aumento de R\$ 62,4 milhões no total de tributos no 9M24 em relação ao mesmo período do ano anterior.
- Queda de R\$9,5 milhões no DIC/FIC.
- Aumento de R\$54,5 milhões na rubrica de encargos ao consumidor CCRBT devido a mudança na bandeira tarifária.

No acumulado dos nove primeiros meses do ano, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou uma queda de 5,0% em relação ao 9M23. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 9M23, atingiu o montante de R\$ 5.130,6 milhões, redução de R\$ 352,6 milhões em relação ao 9M22, cujo montante foi de R\$ 5.483,2 milhões. A queda da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Queda de R\$ 468,4 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial relacionada principalmente a maior cobertura tarifária em comparação ao custo de energia efetivamente incorrido no 9M24 vs. 9M23, além do aumento do volume de energia comprado no mercado curto prazo a um PLD inferior ao custo médio dos contratos da Companhia.
- Declínio na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 147,6 em razão do efeito positivo não recorrente da revisão tarifária em 2023, que elevou a base de comparação no 9M23.
- Aumento de R\$ 94,6 milhões no total de tributos no 9M24 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica (redução de R\$ 103,5 milhões);
- Aumento de R\$54,7 milhões na rubrica de encargos ao consumidor CCRBT devido a mudança na bandeira tarifária.
- Aumento de R\$53,4 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético CDE
- Queda na rubrica outras receitas no valor de R\$ 26,2 milhões;

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Incremento de R\$ 246,0 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 9M24, devido a um maior consumo registrado no período tendo em vista o aumento nas temperaturas.
- Aumento de R\$ 59,6 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento da migração dos clientes cativos para essa classe;
- Aumento de R\$ 68,3 milhões na rubrica subvenção de recursos da CDE no 9M24 frente ao mesmo período de 2023.
- Aumento de R\$ 64,6 milhões na rubrica subvenção baixa renda no 9M24 frente ao mesmo período de 2023.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(930.418)	(866.613)	7,4%	(580.317)	60,3%	(2.127.488)	(2.534.891)	-16,1%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(229.589)	(192.923)	19,0%	(219.032)	4,8%	(673.516)	(606.310)	11,1%
Total - Não gerenciáveis	(1.160.007)	(1.059.536)	9,5%	(799.349)	45,1%	(2.801.005)	(3.141.202)	-10,8%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(55.648)	(53.178)	4,6%	(50.114)	11,0%	(135.537)	(146.329)	-7,4%
Material e Serviços de Terceiros	(171.675)	(172.012)	-0,2%	(174.990)	-1,9%	(531.642)	(583.335)	-8,9%
Depreciação e Amortização	(155.339)	(124.663)	24,6%	(145.381)	6,8%	(447.362)	(370.906)	20,6%
Custo na desativação de bens	-	(28.677)	-100,0%	1.233	-100,0%	-	(33.724)	-100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(33.513)	(27.319)	22,7%	(29.479)	13,7%	(98.720)	(376.123)	-73,8%
Custo de Construção	(448.162)	(233.787)	91,7%	(296.112)	51,3%	(1.019.763)	(991.025)	2,9%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(12.035)	(2.966)	>100,0%	(33.475)	-64,0%	(58.545)	(36.195)	61,7%
Perda de recebíveis de clientes	(29.020)	(16.801)	72,7%	(23.596)	23,0%	(74.620)	224.330	<-100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	8.970	16.735	-46,4%	17.917	-49,9%	46.208	49.647	-6,9%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(21.076)	(27.542)	-23,5%	(30.834)	-31,6%	(79.490)	(78.049)	1,8%
Total - Gerenciáveis	(917.498)	(670.210)	36,9%	(764.831)	20,0%	(2.399.472)	(2.341.706)	2,5%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(2.077.505)	(1.729.746)	20,1%	(1.564.180)	32,8%	(5.200.475)	(5.482.910)	-5,2%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

Os custos e despesas operacionais no 3T24 em relação ao 3T23 apresentaram uma alta de 20,1% ou R\$ 347,8 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1.629,3 milhões, queda de 8,9% ou R\$ 133,4 milhões vis-à-vis o mesmo período no ano anterior, de R\$ 1.495,9 milhões.

- As despesas gerenciáveis tiveram um aumento de 36,1% no 3T24 vis-à-vis o 3T23. Excluindo o efeito do custo de construção houve um aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 32,9 milhões, explicado parcialmente pelo:

(i) aumento de R\$ 9,1 milhões em Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas decorrente de um volume maior de ações cíveis no período; (ii) aumento R\$ 12,2 milhões na linha de Perda de Recebíveis de Cliente em função de rolagem de dívida principalmente nas classes B2C e B2G acima de 180 dias; (iii) Aumento de R\$ 30,7 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; (iv) aumento de R\$ 6,2 milhões na linha de Provisão para Devedores Duvidosos; e (v) aumento de R\$2,5 milhões na rubrica

de pessoal principalmente em decorrência no novo plano de investimentos anunciado recentemente pela Companhia, o qual estamos substituindo colaboradores terceirizados por colaboradores próprios.

Compensado parcialmente por

(i) queda de R\$28,7 milhões na linha de Custo de Desativação de Bens; (ii) queda de R\$7,8 milhões na rubrica de Receita com multas por Impontualidade; e (iii) queda de R\$6,5 milhões na linha de outras despesas operacionais.

- Já as despesas não-gerenciáveis apresentaram uma alta de 9,5%, equivalente a R\$100,5 milhões quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa alta é explicada, principalmente, pelo aumento nos custos de energia em decorrência da situação hídrica atual.

No acumulado do ano, os custos e despesas operacionais apresentaram uma queda de 5,2% em comparação ao 9M23. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no 9M24 alcançaram o montante de R\$ 4.180,7 milhões, redução de 6,9% ou R\$ 311,2 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 4.491,9 milhões.

- As despesas gerenciáveis apresentaram um aumento de R\$ 57,8 milhões (excluindo o efeito do custo de construção, houve uma alta nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 29,0 milhões). Esse aumento é explicado principalmente pelo:

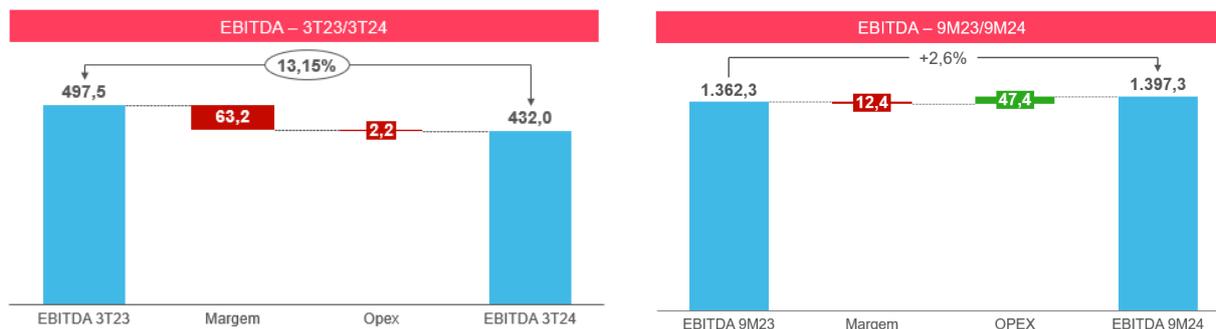
(i) aumento de R\$ 22,4 milhões na linha de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhista decorrente de um volume maior de ações no período; (ii) Aumento de R\$ 76,5 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; (iii) aumento de R\$298,9 milhões na linha de Perda de Recebíveis de Clientes em função de rolagem de dívida principalmente nas classes B2C e B2G acima de 180 dias

Compensado parcialmente por

(i) redução de R\$ 10,3 milhões na despesa de pessoal em função de pedido de habilitação de crédito reconhecido por decisão judicial transitada em julgado referente aos créditos de INSS, incidindo sobre verbas de caráter não salarial; (ii) queda de R\$ 51,7 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em virtude do projeto *insourcing* que visa reduzir o efetivo de colaboradores terceirizados aumentando a contratação de colaboradores próprios; (iii) redução de R\$33,7 milhões na rubrica de custo de desativação de bens (iv) queda de R\$277,4 milhões na linha de Provisão para Devedores Duvidosos.

- No 9M24 houve uma queda nos custos e despesas não-gerenciáveis de R\$ 340,2 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. Esse declínio de 10,8%, está diretamente relacionado ao fim do contrato com a CGTF (Cia. Ger. Térmica Fortaleza), cujo custo de contrato era maior que a média de custos dos demais contratos. Esse contrato esteve vigente por 20 anos, e com a venda da Cia, encerrou em dezembro de 2023

EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no 3T24 atingiu o montante de R\$ 432,0 milhões, 13,15% abaixo do registrado no mesmo período do ano anterior, o que representa uma queda de R\$65,4 milhões. A margem EBITDA da Companhia no 3T24 foi de 18,4%, uma queda de 5,31 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia trimestre foi de 22,7%, o que representa uma baixa de 3,9 p.p. em relação ao 3T23.

Já o EBITDA da Enel Ceará no 9M24 atingiu o montante de R\$ 1.397,3 milhões, o que representa um incremento de R\$ 35,0 milhões em relação ao 9M23. A margem EBITDA da Companhia em 2024 foi de 22,7%, uma alta de 1.6 p.p. em relação ao mesmo período de 2023. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia no acumulado dos nove meses de 2024 foi de 27,2%, representa uma alta de 2,3 p.p. vis-à-vis o 9M23.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	6.697	13.990	-52,1%	4.686	42,9%	14.003	33.419	-58,1%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	14.231	14.962	-4,9%	14.962	-4,9%	43.564	48.736	-10,6%
Varição monetária de ativos e passivos setoriais	2.785	(10.595)	<-100,0%	12.449	-77,6%	41.388	30.448	35,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(1.636)	10.613	<-100,0%	(27.470)	-94,0%	2.559	19.842	-87,1%
Dívida - Marcação a mercado	(4.144)	(191)	>100,0%	54.168	<-100,0%	53.174	13.993	>100,0%
Outras receitas financeiras	1.812	994	82,3%	966	87,6%	7.489	5.854	27,9%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.387)	(1.319)	5,2%	(1.712)	-19,0%	(5.667)	(5.987)	-5,3%
Total - Receitas Financeiras	18.358	28.454	-35,5%	58.049	-68,4%	156.509	146.305	7,0%
Despesas financeiras								
Varições monetárias debêntures	(3.345)	(4.271)	-21,7%	(9.011)	-62,9%	(41.732)	(57.725)	-27,7%
Encargos de Dívidas e debêntures	(126.482)	(143.950)	-12,1%	(137.291)	-7,9%	(398.007)	(362.372)	9,8%
Marcação a mercado de Dívida	-	(8.404)	-100,0%	-	-	-	(21.571)	-100,0%
Encargos fundo de pensão	(2.615)	(2.138)	22,3%	(2.614)	0,0%	(7.844)	(6.414)	22,3%
Varição monetária de ativos e passivos setoriais	(9.729)	(2.784)	>100,0%	(8.410)	15,7%	(45.638)	(49.581)	-8,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(3.612)	(346)	>100,0%	(11.134)	-67,6%	(24.925)	(39.232)	-36,5%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(11.559)	(36.473)	-68,3%	(39.276)	-70,6%	(96.224)	(132.147)	-27,2%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	5.933	(1.543)	<-100,0%	(3.377)	<-100,0%	(90)	(12.699)	-99,3%
Outras despesas financeiras	(30.084)	(10.088)	>100,0%	(41.861)	-28,1%	(99.507)	(39.971)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	(181.493)	(209.997)	-13,6%	(252.974)	-28,3%	(713.967)	(721.713)	-1,1%
Varições Cambiais	(136)	146	<-100,0%	(366)	-62,8%	(505)	1.160	<-100,0%
Varições cambiais - Empréstimos	14.136	(35.263)	<-100,0%	(94.108)	<-100,0%	(108.837)	73.821	<-100,0%
Varições cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(14.136)	35.243	<-100,0%	94.106	<-100,0%	108.815	(73.432)	<-100,0%
Outras Varições Cambiais	(136)	166	<-100,0%	(364)	-62,6%	(483)	771	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(163.271)	(181.397)	-10,0%	(195.291)	-16,4%	(557.963)	(574.248)	-2,8%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 3T24 com uma despesa líquida de R\$ 163,2 milhões, representando uma queda de R\$ 18,1 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada por:

- Redução de despesa líquida no montante de R\$ 35,5 milhões referente as rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas e debêntures, encargos de dívidas e debêntures, dívida – marcação a mercado, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido, principalmente, à redução do volume de dívida e de CDI (10,4% 3T24 vs.13,2% 3T23) entre os períodos analisados;

Este efeito foi parcialmente compensado pela:

- Redução de R\$ 7,2 milhões na rubrica de renda de aplicação financeira;
- Aumento de R\$ 12,9 milhões na rubrica de outras despesas;

No acumulado do ano, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 557,9 milhões, montante inferior ao valor registrado em no mesmo período em 2023 (R\$ 574,2 milhões) em R\$ 16,2 milhões, explicado, principalmente por:

- Redução de despesa líquida no montante de R\$ 59,3 milhões referente as rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas e debêntures, encargos de dívidas e debêntures, dívida – marcação a mercado, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido, principalmente, à redução do volume de dívida e de CDI (10,7% 9M24 vs.13,5% 9M23) e IPCA (3,3% 9M24 vs. 3,5% 9M23) entre os períodos analisados;

- Redução de líquida de despesa de R\$ 14,8 milhões na rubrica de variação monetária de ativos financeiros setoriais;

Este efeito foi parcialmente compensado pela:

- Redução de R\$ 19,4 milhões na rubrica de renda de aplicação financeira;
- Aumento de R\$ 42,8 milhões na rubrica de outras despesas em função, principalmente, de (i) maior IOF devido maiores operações de dívida intercompanhia realizadas; e (ii) desconto dado aos clientes referente ao programa Desenrola Brasil do governo federal, que visa a renegociação de créditos inadimplidos;

Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 68,2 milhões no 3T24, representando uma queda de R\$ 70,0 milhões em relação ao 3T23, explicado principalmente pela queda do EBITDA crescimento da linha de depreciação e amortização que está relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária.

No acumulado dos 9 primeiros meses de 24, o resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 262,6 milhões, representando uma queda de R\$ 24,3 milhões em relação ao 9M23, explicado principalmente pela melhora do EBITDA.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	5.331.940	5.915.528	-9,9%	5.317.043	0,3%	5.331.940	5.915.528	-9,9%
Dívida com Terceiros	3.310.238	5.110.485	-35,2%	3.321.132	-0,3%	3.310.238	5.110.485	-35,2%
Dívida Intercompany	2.021.702	805.043	>100,0%	1.995.911	1,3%	2.021.702	805.043	>100,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	162.165	354.235	-54,2%	279.986	-42,1%	162.165	354.235	-54,2%
Dívida líquida (R\$ mil)	5.169.775	5.561.293	-7,0%	5.037.057	2,6%	5.169.775	5.561.293	-7,0%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (2)*	2,56	2,81	-8,8%	2,51	2,1%	2,56	2,81	-8,8%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (2)*	2,48	2,64	-6,0%	2,38	4,5%	2,48	2,64	-6,0%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,51	0,58	-11,8%	0,52	-0,5%	0,51	0,58	-11,8%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,51	0,57	-10,8%	0,50	0,6%	0,51	0,57	-10,8%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisão para créditos de liquidação duvidosa + Provisão para riscos tributários, civis e trabalhistas + Provisão para redução do valor recuperável (acumulada nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia encerrou 3T24 em R\$ 5.331 milhões, uma redução de R\$ 583 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 1.761 milhões e R\$ 600 milhões, parcialmente compensados por novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 1.126 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 663 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 11 milhões.

A Companhia encerrou 3T24 com o custo médio da dívida no período de 11,93% a.a.

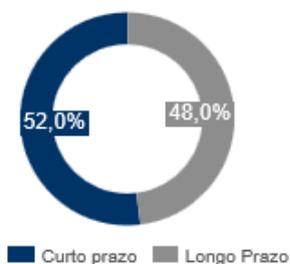
Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 30 de setembro de 2024 é de R\$ 100 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despachos Nº 1.951/24, no valor de até R\$ 3.000 milhões.

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.

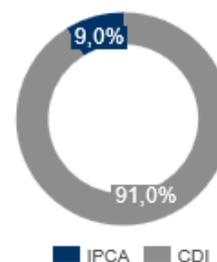
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em set/24



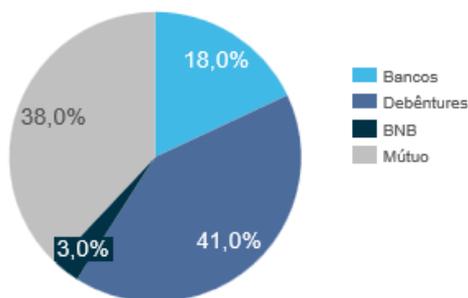
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em set/24



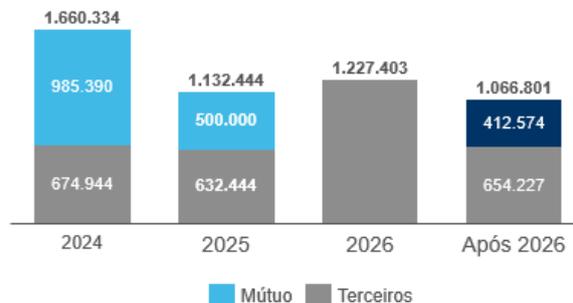
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em set/24



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em set/24



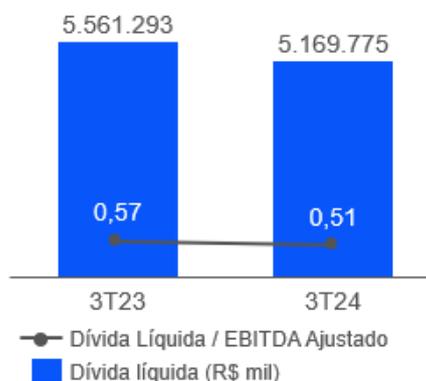
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em set/24



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezez)
Evolução 3T23 - 3T24



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezez)
Evolução 3T23 - 3T24



Investimentos¹

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T24	3T23	Var. %	2T24	Var. % (1)	9M24	9M23	Var. % (2)
Manutenção	178.824	55.411	>100,0%	144.734	23,6%	405.599	285.973	41,8%
Crescimento	40.873	1.204	>100,0%	31.793	28,6%	88.021	109.011	-19,3%
Novas Conexões	239.974	181.003	32,6%	194.786	23,2%	665.470	761.687	-12,6%
Financiado pela Companhia	459.670	237.618	93,4%	371.314	23,8%	1.159.090	1.156.671	0,2%
Financiado pelo Cliente	3.250	-	-	2.299	41,4%	11.980	-	-
Total	462.920	237.618	94,8%	373.613	23,9%	1.171.070	1.156.671	1,2%

(1) Variação entre 3T24 e 2T24;

No 3T24 a Companhia investiu R\$ 462,9 milhões, montante 94,8% superior ao mesmo período do ano anterior. Desse total, R\$ 240,0 milhões foram alocados principalmente em novas conexões, R\$ 178,8 milhões foram direcionados para manutenção com destaque para manutenção corretiva e R\$ 40,9 milhões para crescimento, com foco no programa de redução de perdas.

No acumulado do ano o montante total investido atingiu R\$1,2 bilhão, alta de 1,2% frente ao mesmo período de 2023. A alta nos investimentos é atribuída ao plano anunciado recentemente que visa reforçar a resiliência da sua rede elétrica para enfrentar os crescentes desafios climáticos do Estado. Cabe destacar que a linha de manutenção cresceu 41,8% devido a uma intensificação das manutenções corretivas, cujo montante totalizou R\$228 milhões no 9M24. Esse valor é 51% superior se comparado ao mesmo período de 2023 (R\$148 milhões).

Nota: Visando padronizar a forma de divulgação dos investimentos das distribuidoras do Grupo, e consequentemente prezando pela transparência, a partir do 4T23 os valores das subcontas que estavam alocados na linha "outros" passam a compor as devidas rubricas de investimentos em Manutenção, Crescimento e Novas Conexões. A denominação padronizada de investimentos substitui a classificação anterior, dividida em: Novas Conexões, Rede e Outros.

A adoção da denominação padronizada não traz prejuízo a análise, pelo contrário, torna mais evidente e fidedigna a alocação de recursos realizados pela Companhia.

Plano de Investimentos

A Enel Ceará apresentou em 24 de abril, à Assembleia Legislativa do Estado do Ceará. As medidas, que começam a ser implementadas de imediato pela Companhia, têm o objetivo de satisfazer as necessidades de fornecimento de energia dos consumidores.

O plano tem o respaldo dos acionistas controladores da Companhia e prevê investimentos de R\$ 4,8 bilhões no período de 2024 a 2026, em toda a área de concessão, para uma melhoria contínua do fornecimento de energia. O valor representa uma média anual de R\$ 1,6 bilhão neste período, um aumento de cerca de 44% em relação à média anual de investimentos dos últimos seis anos. Um ponto relevante do plano compartilhado inclui a contratação, neste período, de 1.750 novos colaboradores para atuar, principalmente, na operação em

¹ Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 3T24

campo até 2026. Apenas este ano, serão cerca 400 novos colaboradores e acréscimo de cerca de 120 novos veículos, para agilizar o atendimento aos clientes.

Dentre as iniciativas apresentadas pela Enel Ceará, além do reforço significativo das equipes de profissionais próprios que atuam em campo, foi destacada a intensificação das manutenções preventivas, o aumento do número de podas preventivas e modernização da rede elétrica. Por ano, a previsão é de realização de mais de 50 mil manutenções, cerca de 320 mil podas e inspeções em 90 mil pontos em todo o Estado.

No período de 2024 a 2026, serão modernizadas, ampliadas e construídas subestações, beneficiando cerca de 2 milhões de clientes. A Companhia também irá construir mais de 170 km de rede de alta tensão para apoiar os novos pontos de suprimentos.

Além da alta tensão, até 2026, cerca de 10 mil km de média e baixa tensão serão construídos, para dar apoio às estruturas e conexão de novos clientes. De material, mais de 13 mil transformadores e 123 mil postes serão inseridos na estrutura atual.

Na área de atendimento, a Companhia está planejando investir, nos próximos três anos, em reforma, ampliação e climatização de novas lojas, canais digitais, autoatendimento e unidades móveis.

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

A Enel no Brasil se consolida como uma empresa que busca o desenvolvimento sustentável, direcionando suas ações e investimentos sociais de acordo com fundamentos e políticas como responsabilidade, confiança, inovação e proatividade.

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 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 2024-2026 e estabelece objetivos ASG específicos em 5 grandes temas: Ambição Zero Emissões, Pessoas, Natureza, Aceleradores de Crescimento e Direitos Humanos.

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

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

Dessa forma, ao final do terceiro trimestre de 2024, a Enel Distribuição Ceará acumulou o investimento de R\$ 48,3 milhões, e beneficiou 248,8 mil pessoas, por meio de 125 iniciativas. Como destaque do período, relacionamos algumas ações realizadas pelo programa social Enel Compartilha:

Enel Ceará realiza Workshop da Chamada Pública de Projetos – ODS 7

A Enel Distribuição Ceará vai investir R\$ 3 milhões em projetos de eficiência energética na sua área de concessão, sendo R\$ 750 mil para iniciativas de Iluminação Pública e R\$ 2,25 milhões para projetos de outras

tipologias. A seleção está sendo feita por meio da Chamada Pública de Projetos (CPP 2024), iniciativa financiada com recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Em workshop realizado no dia 04 de julho no auditório da Enel Distribuição Ceará, a empresa esclareceu dúvidas e apresentou detalhes do edital. O programa oferece a clientes públicos e privados da Enel a oportunidade de apresentarem iniciativas que promovam ganhos energéticos, com foco no consumo eficiente, melhorias de instalações elétricas e ações educacionais. A divulgação do resultado da CPP ocorrerá no dia 08/11/24.

Ecoenel - ODS 07

No terceiro trimestre de 2024, o programa Ecoenel arrecadou, em 07 municípios, mais de 810 toneladas de resíduos recicláveis, beneficiando 450 novos clientes com bônus de R\$ 274,7 mil convertidos em desconto na conta de energia. Esses resultados equivalem à captura de 2,5mil toneladas de CO₂, e economia de energia estimada de 3,4 mil MWh. Como destaque, durante os meses de julho a setembro o projeto, realizou a entrega de placas de reconhecimento a 23 stakeholders estratégicos. Além disso, o projeto participou do Dragão Fashion Brasil – DFB, o maior evento de moda autoral da América Latina, fazendo a coleta seletiva dos resíduos, destinando todo o valor de bônus a ONG São Lázaro. Pelo Ecoenel também foram ministradas palestras de Educação Ambiental nas empresas Expresso Guanabara e Esmaltec como parte das atividades da semana do meio ambiente.

Enel Compartilha Eficiência - Troca de Geladeiras - ODS 07

O programa Enel Compartilha Eficiência tem como foco adequar a conta de energia ao orçamento de famílias de baixa renda. Uma das iniciativas é a substituição de refrigeradores antigos por modelos novos e eficientes, e da troca de lâmpadas comuns por modelos em LED. Durante os meses de julho a setembro, foram trocadas 472 geladeiras e 10,1 mil lâmpadas na área de concessão da Enel CE. Como destaque do trimestre, o programa realizou 20 eventos com a população, sendo: 12 eventos para troca de geladeiras e oito ações de uso consciente e seguro da energia elétrica, com troca de lâmpadas. As ações aconteceram nos municípios de Aracati, Barbalha, Crato, Fortaleza, General Sampaio, Itapagé, Quixadá, Tianguá e Varjota, beneficiando 6.609 pessoas nesses nove municípios.

Enel Compartilha Oportunidade – Escola de Formação Eletricistas – ODS 08

O programa Enel Compartilha Oportunidade tem como objetivo gerar desenvolvimento social e econômico para as comunidades por meio de oficinas de empregabilidade, capacitação, inserção no mercado de trabalho e acompanhamento profissional. No terceiro trimestre, foram beneficiadas 541 pessoas pelas ações do projeto. Uma das iniciativas é a Escola de Eletricistas, que em parceria com o SENAI CE, na cidade de Iguatu, irá formar, no segundo semestre de 2024, a primeira turma mista, com a formação de homens e mulheres. Foram recebidas mais de 1.200 inscrições para este curso, que terá seis meses de duração.

Olimpíada Nacional de Eficiência Energética – ODS 7

A Olimpíada Nacional de Eficiência Energética (ONEE), com inscrições abertas até 04 de outubro, visa engajar estudantes de todo o país em atividades que promovam a eficiência energética e a sustentabilidade. A Enel é apoiadora da iniciativa desde a primeira edição, tendo conquistado mais de 5,2 mil medalhas nas escolas que estão em sua área de concessão. No Ceará estão ocorrendo blitz de conhecimento, que divulgam a Olimpíada e promovem as provas que acontecerão em outubro. Após as provas e a apuração, haverá premiações para alunos e escolas vencedoras, que podem levar medalhas e notebooks para casa.

Indicadores

	3T24	3T23
Colaboradores próprios (unit)	1.934	1.503
Colaboradores terceirizados (unit)	9.326	9.276
% de mulheres na Empresa	15,4%	18,0%
% de mulheres em cargos de liderança (1)*	21,3%	21,8%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	8,48	13,80
Taxa de Rotatividade (2)*	8,1%	2,7%
Número de membros no conselho (unit)	9	8
Número de membros independentes no conselho (unit)	2	1
% de mulheres no conselho	22,2%	25,0%
Beneficiados pelos projetos sociais	248.826	444.338
Resíduos perigosos enviados para recuperação	99%	96%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	84%	70%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)*	5	7
Realização de ECoS Ambiental (4)*	1	-

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

(3) Meta 2024 - 5; (4) Meta 2024 - 1

6 ASPECTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual 2024

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 16 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2024 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2024, Resolução Homologatória nº 3.319/2024.

Em abril de 2024, a ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica da Companhia com um índice de reajuste de -5,76% composto por (i) reajuste econômico de -7,83%, sendo -5,42% de Parcela A, -2,41% de Parcela B e (ii) componente financeiro de +2,07%. Considerando o componente financeiro do último processo tarifário de +2,95%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,81%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário 2024	
Encargos Setoriais	2,18%
Energia Comprada	-8,27%
Encargos de Transmissão	0,67%
Parcela A	-5,42%
Parcela B	-2,41%
Reajuste Econômico	-7,83%
CVA Total	1,76%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	0,31%
Reajuste Financeiro	2,07%
Índice de reajuste Total	-5,76%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	2,95%

Efeito Para o Consumidor	-2,81%
--------------------------	--------

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em -8,64%, representando -5,42% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.123 milhões. Um acréscimo de +18,20%, representando +2,18% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 2.819 milhões. Uma redução de -18,85%, contemplando o custo de compra de energia que representa -8,27% no reajuste econômico decorrente principalmente do fim de um contrato bilateral da Companhia; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 593 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de +9,81%, correspondendo a um efeito de +0,67% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -6,47%, representando uma participação de -2,41% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de -4,26% no período de 12 meses findos em março de 2024; e
- Fator X de +2,209%, 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 +0,031%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de +1,439%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante positivo de R\$ 175 milhões, dentre os quais destacam-se: R\$ 148 milhões positivos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA") e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 178 milhões; sendo estes valores parcialmente compensados pela reversão do risco hidrológico negativo em R\$ 196 milhões e neutralidade dos encargos setoriais negativos de R\$ 40 milhões.

A revisão tarifária média de -2,81% a ser percebida pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-2,10%
Baixa Tensão	-3,03%
Efeito Médio	-2,81%

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.

Em julho de 2024 a ANEEL acionou a bandeira tarifária amarela, em agosto 2024 bandeira verde e devido ao agravamento hídrico e previsão de elevadas temperaturas, para setembro de 2024, foi acionada bandeira vermelha patamar 1.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2023 e 2024, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2023	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04

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

2024	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	110,77	75,80	254,18			

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

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

Em 19 de dezembro de 2023, a Resolução Homologatória n.º 3.304 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2024. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.470,57/MWh e o valor mínimo em R\$ 61,07/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2024.

Preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão

Em 23 de novembro de 2021, em reunião pública, foi aprovado pela ANEEL, o resultado da Consulta Pública 035/2020. Por meio da Resolução n.º 952/2021, foi estabelecido os critérios para ressarcimento aos consumidores, dos custos acessórios incorridos nas operações de crédito relativas à Conta-Covid. As distribuidoras deverão arcar com os custos acessórios do CDI e do spread financeiro para a parte do empréstimo lastreado na CVA em amortização e na Parcela B. O montante apurado pela Companhia, referente a tais custos acessórios foi de R\$ 4.495, para o ciclo tarifário de 2022 e de mais R\$ 8.884, para o ciclo tarifário de 2023 devido a uma alteração de metodologia do regulador. Estes foram registrados como passivo financeiro setorial e estão sendo repassados aos consumidores, a partir de abril de 2022 e abril de 2023, respectivamente, e foram 100% amortizados em abril de 2024, não havendo mais valores a repassar no ciclo tarifário atual.

Em 13 de dezembro de 2021, o Governo Federal publicou a Medida Provisória n.º 1.078, que permite o financiamento às distribuidoras para mitigar o impacto derivado da escassez hídrica, bem como os diferimentos tarifários ocorridos até o desembolso do próprio empréstimo. O Decreto n.º 10.939/2021, foi publicado no dia 13 de janeiro de 2022 com a regulamentação da referida medida provisória. O financiamento será gerido pela

CCEE por meio da “Conta Escassez Hídrica”, sendo que a ANEEL homologará os valores a serem pagos pela referida conta, a cada distribuidora. O referido empréstimo será pago pelos consumidores (clientes cativos e clientes que tenham comunicado a sua migração ao ambiente livre a partir de 13 de dezembro de 2021) por meio da conta de energia.

Já a Resolução Normativa ANEEL nº 1.008, de 15 de março de 2022, estabelece os critérios e os procedimentos para gestão da Conta Escassez Hídrica, destinada a receber recursos para cobrir os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, nesta resolução e nas Resoluções Normativas nº 1.010, de 29 de março de 2022 e nº 1.019, de 19 de abril de 2022, foram estabelecidos os limites de empréstimo para cada concessionária. O pagamento do empréstimo aos bancos será feito através de cobrança tarifária no prazo de 54 meses, a partir dos processos tarifários de 2023. A cobertura tarifária referente à Conta Escassez Hídrica foi homologada por meio do Despacho nº 510, de 24 de fevereiro de 2023.

A Medida Provisória nº 1.212, publicada em 9 de abril de 2024, definiu, em seu Art. 4º, a possibilidade de a CCEE negociar a antecipação dos recebíveis da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE relacionados as obrigações futuras da Eletrobras quanto aos aportes definidos na Lei nº 14.182/2021. Diante deste fato, em 4 de julho de 2024, o Governo Federal, por meio da Portaria Interministerial MME/MF nº 1, estabeleceu as diretrizes da operação, caracterizando a operação financeira como securitização de direitos creditórios, além disso definiu diretrizes complementares e aspectos tarifários relacionados às Contas Covid e Escassez Tarifária. Em 8 de agosto de 2024, por meio da correspondência CT-CCEE 18834/2024, a CCEE informou à ANEEL sobre a assinatura dos Documentos da Operação de antecipação dos recebíveis da CDE Eletrobras para fins de quitação da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica.

Em 24 de setembro de 2024, em reunião pública, foi aprovado pela ANEEL a Resolução Normativa nº 1.102, estabelecendo diretrizes para a fixação de quotas extraordinárias a serem arcadas pelos beneficiários da operação de crédito, em caso de eventual inadimplência pela Eletrobras dos recebíveis da CDE cedidos. A ANEEL terá o prazo de 30 dias para fixar as quotas extraordinárias após o aviso, por parte da CCEE, do inadimplemento da Eletrobras.

ANEXO 1

DRE (R\$ MIL)

	3T24	3T23	Var. %	9M24	9M23	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.243.694	2.874.046	12,9%	8.674.648	8.797.799	-1,4%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.257.396	2.224.766	1,5%	6.821.787	6.443.478	5,9%
CVA	236.767	151.045	56,8%	3.401	471.848	-99,3%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	149.342	130.204	14,7%	439.912	380.348	15,7%
Receita de Construção	448.162	233.787	91,7%	1.019.763	991.025	2,9%
Outras Receitas	152.027	134.244	13,2%	389.785	511.100	-23,7%
Deduções da Receita Operacional	(889.518)	(771.502)	15,3%	(2.524.272)	(2.323.542)	8,6%
Receita Operacional Líquida	2.354.176	2.102.544	12,0%	6.150.376	6.474.257	-5,0%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.160.007)	(1.059.536)	9,5%	(2.801.004)	(3.141.201)	-10,8%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(930.418)	(866.613)	7,4%	(2.127.488)	(2.534.891)	-16,1%
Encargos de conexão e uso da rede	(229.589)	(192.923)	19,0%	(673.516)	(606.310)	11,1%
Custo/Despesa Operacional	(917.498)	(670.210)	36,9%	(2.399.471)	(2.341.709)	2,5%
Pessoal	(55.648)	(53.178)	4,6%	(135.537)	(146.329)	-7,4%
Material e Serviços de terceiros	(171.675)	(172.012)	-0,2%	(531.642)	(583.335)	-8,9%
Depreciação e amortização	(155.339)	(124.663)	24,6%	(447.362)	(370.906)	20,6%
Provisões	(45.548)	(30.285)	50,4%	(157.265)	(412.318)	-61,9%
Custo de construção	(448.162)	(233.787)	91,7%	(1.019.763)	(991.025)	2,9%
Outros	(20.050)	(28.743)	-30,2%	(28.412)	240.253	<-100,0%
Outras receitas/despesas operacionais	(21.076)	(27.542)	-23,5%	(79.490)	(78.049)	1,8%
EBITDA	432.010	497.461	-13,2%	1.397.262	1.362.253	2,6%
EBIT	276.671	372.798	-25,8%	949.900	991.347	-4,2%
Resultado Financeiro	(195.292)	(181.397)	7,7%	(557.963)	(574.248)	-2,8%
Receita Financeira	18.358	28.454	-35,5%	156.509	146.305	7,0%
Despesa Financeira	(181.493)	(209.997)	-13,6%	(713.967)	(721.713)	-1,1%
Variações Cambiais	(136)	146	<-100,0%	(505)	1.160	<-100,0%
Resultado antes dos impostos	81.379	191.401	-57,5%	391.937	417.099	-6,0%
IR/CS	(45.243)	(53.210)	-15,0%	(129.361)	(130.176)	-0,6%
Lucro/Prejuízo Líquido	68.157	138.190	-50,7%	262.576	286.922	-8,5%