



OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.  
WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

**Fortaleza, 25 de julho de 2023** – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do segundo trimestre (“2T23”), e do primeiro semestre (“1S23”, “6M23”).

### DESTAQUES

#### DESTAQUES DO PERÍODO

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
Receita Bruta (R\$ mil)	2.963.461	3.035.418	-2,4%	2.960.292	0,1%	5.923.753	6.294.145	-5,9%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.142.706	2.110.259	1,5%	2.229.007	-3,9%	4.371.713	4.143.094	5,5%
EBITDA (2) (R\$ mil)	433.617	471.719	-8,1%	431.175	0,6%	864.792	825.786	4,7%
Margem EBITDA (%)	20,24%	22,35%	-2,11 p.p	19,34%	0,90 p.p	19,78%	19,93%	-0,15 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	23,84%	27,90%	-4,06 p.p	24,01%	-0,17 p.p	23,93%	24,88%	-0,95 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	308.347	365.071	-15,5%	310.202	-0,6%	618.549	636.625	-2,8%
Margem EBIT (%)	14,39%	17,30%	-2,91 p.p	13,92%	0,47 p.p	14,15%	15,37%	-1,22 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	69.615	198.054	-64,9%	79.117	-12,0%	148.732	309.195	-51,9%
Margem Líquida	3,25%	9,39%	-6,14 p.p	3,55%	-0,30 p.p	3,40%	7,46%	-4,06 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	3,83%	11,71%	-7,88 p.p	4,41%	-0,58 p.p	4,11%	9,31%	-5,20 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.236	3.056	5,9%	3.092	4,7%	6.327	6.155	2,8%
CAPEX (R\$ mil)*	395.449	365.750	8,1%	490.658	-19,4%	886.107	720.606	23,0%
DEC (12 meses)*	9,42	10,82	-12,9%	9,56	-1,5%	9,42	10,82	-12,9%
FEC (12 meses)*	4,04	4,46	-9,4%	4,02	0,5%	4,04	4,46	-9,4%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,45%	97,35%	1,10 p.p	98,60%	-0,15 p.p	98,45%	97,35%	1,10 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,38%	16,58%	-0,20 p.p	16,32%	0,06 p.p	-	-	-
PMSO (4) / Consumidor*	82,43	62,08	32,8%	82,58	-0,2%	163,55	122,85	33,1%

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

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

### Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 4,2 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,2 milhões de habitantes<sup>1</sup>.

#### DADOS GERAIS\*

	2T23	2T22	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	148.895	148.895	-
Linhas de Transmissão (Km)	5.605	5.459	2,7%
Subestações (Unid.)	126	121	4,1%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.770	12.689	0,6%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,82%	5,24%	-0,42 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,48%	2,52%	-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



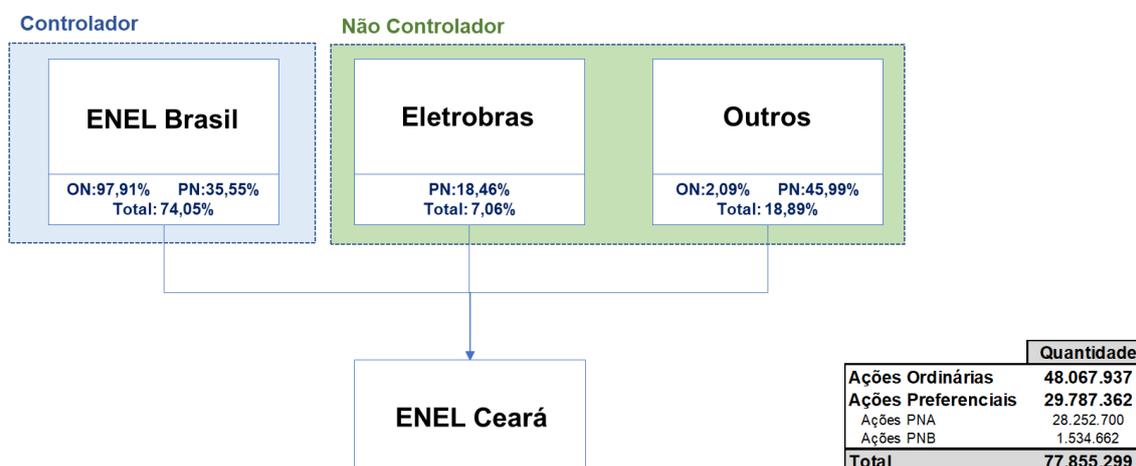
<sup>1</sup> Estimativa do número de Habitantes de Ceará de acordo com a projeção da população divulgada anualmente pelo IBGE

\* Dados prévios referente ao 2T23.

2 PERFIL CORPORATIVO

Organograma Societário Simplificado

Posição em 30 de junho de 2023



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)\*

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>4.253.995</b>	<b>4.152.745</b>	<b>2,4%</b>	<b>4.177.889</b>	<b>1,8%</b>	<b>4.253.995</b>	<b>4.152.745</b>	<b>2,4%</b>
Residencial - Convencional	2.187.177	2.437.666	-10,3%	2.293.250	-4,6%	2.187.177	2.437.666	-10,3%
Residencial - Baixa Renda	1.300.061	921.755	41,0%	1.110.989	17,0%	1.300.061	921.755	41,0%
Industrial	5.742	5.885	-2,4%	5.810	-1,2%	5.742	5.885	-2,4%
Comercial	182.341	180.191	1,2%	182.062	0,2%	182.341	180.191	1,2%
Rural	527.780	555.595	-5,0%	533.009	-1,0%	527.780	555.595	-5,0%
Setor Público	50.894	51.653	-1,5%	52.769	-3,6%	50.894	51.653	-1,5%
<b>Clientes Livres</b>	<b>804</b>	<b>652</b>	<b>23,3%</b>	<b>757</b>	<b>6,2%</b>	<b>804</b>	<b>652</b>	<b>23,3%</b>
Industrial	219	185	18,4%	227	-3,5%	219	185	18,4%
Comercial	555	453	22,5%	513	8,2%	555	453	22,5%
Rural	20	10	100,0%	11	81,8%	20	10	100,0%
Setor Público	10	4	>100,0%	6	66,7%	10	4	>100,0%
<b>Revenda</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-</b>
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>4.254.801</b>	<b>4.153.399</b>	<b>2,4%</b>	<b>4.178.648</b>	<b>1,8%</b>	<b>4.254.801</b>	<b>4.153.399</b>	<b>2,4%</b>

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

A Companhia encerrou 2T23 com um incremento de 2,4% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no 2T22. O acréscimo observado no mercado cativo entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial Baixa Renda.

Tal aumento é majoritariamente atribuído ao efeito da migração de clientes da classe Residencial Convencional pela implementação da resolução normativa 953/2021 da Aneel, que passou a vigorar em 2022, e tornou obrigatório a atualização cadastral e o enquadramento automático de clientes aptos a adesão em tal categoria. Além deste efeito, o crescimento observado também reflete a inclusão de novos entrantes, e a recuperação de clientes irregulares que passaram a ser inseridos no faturamento.

O mercado livre, que segue em tendência de crescimento, apresentou um aumento de 23,3% em relação ao total de consumidores livres efetivos faturados no mesmo período do ano anterior, reflexo da migração de clientes do mercado cativo e retomada das atividades pós-período restritivo da pandemia.

## Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

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

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.480	2.355	5,3%	2.410	2,9%	4.889	4.815	1,5%
Clientes Livres	738	695	6,2%	674	9,5%	1.412	1.328	6,3%
Revenda	3	3	-	3	-	6	6	-
Consumo Próprio	15	3	>100,0%	4	>100,0%	19	6	>100,0%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>3.236</b>	<b>3.056</b>	<b>5,9%</b>	<b>3.092</b>	<b>4,7%</b>	<b>6.327</b>	<b>6.155</b>	<b>2,8%</b>

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

## Mercado Cativo

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

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
Residencial - Convencional	913	924	-1,2%	904	1,0%	1.817	1.923	-5,5%
Residencial - Baixa Renda	433	282	53,5%	378	14,6%	812	541	50,1%
Industrial	110	128	-14,1%	109	0,9%	219	253	-13,4%
Comercial	366	377	-2,9%	355	3,1%	721	767	-6,0%
Rural	259	249	4,0%	287	-9,8%	546	542	0,7%
Setor Público	398	396	0,5%	376	5,9%	775	789	-1,8%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>2.480</b>	<b>2.355</b>	<b>5,3%</b>	<b>2.410</b>	<b>2,9%</b>	<b>4.889</b>	<b>4.815</b>	<b>1,5%</b>

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

O mercado cativo totalizou 2.480 GWh no 2T23, aumento de 5,3% do volume registrado no 2T22 (2.355 GWh), reflexo das condições climáticas adversas registradas no ano de 2022 que distorceu a análise. Cabe ressaltar que o crescimento se deu mesmo em um cenário de aumento significativo das instalações de painéis solares na região. No acumulado do 6M23 o incremento foi de 1,5% em comparação ao mesmo período do ano anterior, também justificado pelas condições climáticas atípicas em 2022.

A classe Residencial Baixa Renda apresentou no 2T23 uma alta de 53,5% se comparado ao mesmo período de 2022. Em contrapartida, a classe Residencial Convencional apresentou uma queda de 1,2% vis-à-vis 2T22, em ambos é explicado pelo reflexo da migração entre classes abordada acima e pela intensificação do cadastramento dos consumidores baixa renda. No 6M23 o efeito foi bem parecido, houve um crescimento de 50,1% vis-à-vis o 6M22 devido aos fatores já mencionados.

A classe industrial apresentou redução de 14,1% no 2T23 em comparação ao 2T22, explicado por uma deterioração econômica ocasionada pelas altas taxas de juros, além da migração destes clientes para o mercado livre. Já no 6M23 houve uma queda de 13,4% vis-à-vis o 6M22 devido aos fatores já mencionados.

Na classe comercial, o 2T23 apresentou uma redução de 2,9% comparado ao mesmo período em 2022, decorrente da migração desses clientes para o mercado livre e restrição ao crédito. Já no 6M23 a queda foi ainda maior atingindo -6% quando comparado ao 6M22.

Já a classe Rural registrou um aumento de 4,0% no 2T23 vis-à-vis o mesmo período do ano anterior, atribuído parcialmente a redução no volume de chuvas em comparação ao ano anterior. No acumulado dos seis meses de 2023 houve uma ligeira alta de 0,7% frente o 6M22.

## Clientes Livres

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

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
Industrial	484	473	2,3%	433	11,8%	917	890	3,0%
Comercial	221	191	15,7%	210	5,2%	431	377	14,3%
Rural	6	4	50,0%	5	20,0%	11	9	22,2%
Setor Público	27	26	3,8%	27	-	54	52	3,8%
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*</b>	<b>738</b>	<b>695</b>	<b>6,2%</b>	<b>674</b>	<b>9,5%</b>	<b>1.412</b>	<b>1.328</b>	<b>6,3%</b>

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

O aumento no volume de energia aos clientes livres é atribuído, principalmente, à migração de clientes cativos comerciais e industriais para este mercado.

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

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

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	671	671	-	663	1,2%	1.334	1.334	-
Angra 1 e 2	103	102	1,0%	102	1,0%	205	202	1,5%
PROINFA	55	56	-1,8%	54	1,9%	109	108	0,9%
Leilões e Quotas	2.152	2.703	-20,4%	2.179	-1,2%	4.331	5.397	-19,8%
<b>Total - Compra de Energia s/ CCEE</b>	<b>3.184</b>	<b>3.174</b>	<b>0,3%</b>	<b>3.207</b>	<b>-0,7%</b>	<b>6.391</b>	<b>6.336</b>	<b>0,9%</b>
Liquidação na CCEE	(20)	(213)	-90,6%	(105)	-81,0%	(125)	(294)	-57,5%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>3.164</b>	<b>2.961</b>	<b>6,9%</b>	<b>3.102</b>	<b>2,0%</b>	<b>6.266</b>	<b>6.042</b>	<b>3,7%</b>

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

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

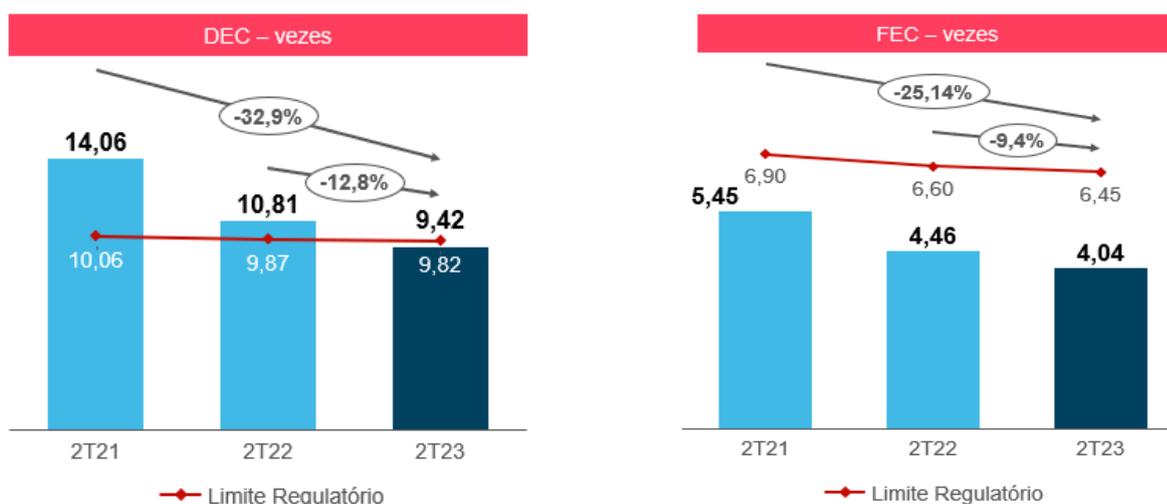
#### BALANCO DE ENERGIA\*

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	4.002	3.676	8,9%	3.899	2,6%	7.901	7.411	6,6%
Energia distribuída (GWh)	3.374	3.110	8,5%	3.227	4,6%	6.601	6.260	5,4%
Mercado Cativo	2.633	2.412	9,2%	2.549	3,3%	5.183	4.952	4,7%
Mercado Livre	741	698	6,2%	677	9,5%	1.419	1.309	8,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	627	565	11,0%	672	-6,7%	1.299	1.150	13,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	15,68%	15,38%	0,30 p.p	17,24%	-1,56 p.p	16,45%	15,52%	0,93 p.p

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

### Indicadores Operacionais

#### Qualidade do Fornecimento<sup>3</sup>



Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. No 2T23 o DEC apresentou uma queda de 12,8% em relação ao 2T22, ficando novamente abaixo do limite regulatório que é de 9,82 confirmando a trajetória de queda registrada nos últimos anos. Já o FEC do 2T23 apresentou uma redução de 8,5% em relação ao 2T22.

As melhorias observadas nos indicadores de qualidade são resultantes de ações complementares ao nosso plano de manutenção (poda, manutenção de defeitos), finalização do plano de automação (*self healing*) e finalização da migração da comunicação dos telecontroles para satélite.

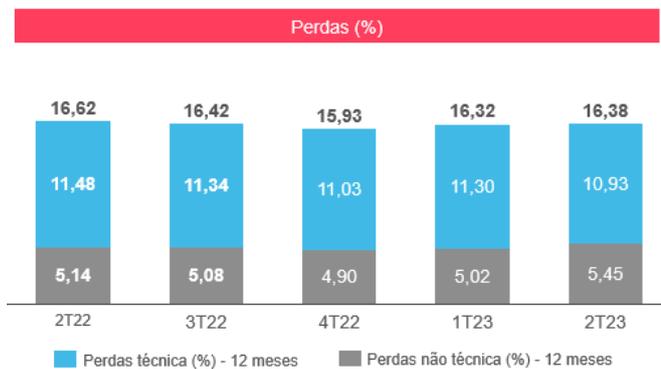
<sup>2</sup> Dados prévios referente ao 2T23.

<sup>3</sup> Dados prévios referente ao 2T23

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

Os indicadores de Qualidade do Serviço permanecem em curva de melhoria, no DEC e no FEC percebe-se uma redução no acumulado do 6M23. É importante pontuar que o período de chuva no estado do Ceará foi acima da média, assim como as rajadas de vento e descargas atmosféricas. A parcela de DEC/FEC por intervenções programadas na rede representou 10% dos indicadores trimestrais, evidenciando a constante busca em melhoria da rede de distribuição. Adicionalmente fizemos um forte trabalho na redução dos atendimentos improdutivos com foco na melhoria da eficiência no atendimento emergencial.

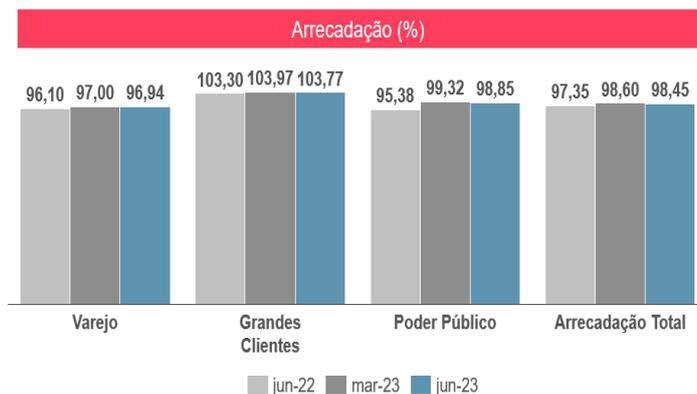
### Disciplina de Mercado – Perdas <sup>(3) (4)</sup>



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) atingiu 16,38% no 2T23, uma melhora de 0,25 p.p. em relação às perdas registradas em 2T22, de 16,62%. Quando comparado ao 1T23, observa-se uma ligeira alta em decorrência da mudança nas perdas reconhecidas com efeito a partir da revisão tarifária que aconteceu em abril/23. Basicamente o efeito reduziu o reconhecimento em perdas técnicas e aumentou em perdas não técnicas.

O plano de combate as 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 e sem contrato ativo irregulares (operações do ciclo comercial), mapeamento e conexão consumidores clandestinos. Com essas ações de recuperação de energia obteve-se um incremento no mercado faturado de 98 GWh de energia Follow UP e de 69 GWh de consumo não faturado, no ano 2023.

### Arrecadação<sup>3</sup>



Em relação ao indicador de arrecadação, houve uma melhora generalizada se comparado ao mesmo período do ano anterior, essa evolução é atribuída as atuações que a Companhia vem realizando em B2C e B2B e ações administrativas de corte.

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. Adicionalmente, também

estamos obtendo êxito em reduzir as dívidas mais antigas.

<sup>3</sup> Dados prévios referente ao 2T23

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.006.179	2.090.450	-4,0%	1.942.598	3,3%	3.948.777	4.220.716	-6,4%
(-) DIC/FIC/DMC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(14.154)	(8.207)	72,5%	(12.995)	8,9%	(27.149)	(19.122)	42,0%
Subvenção baixa renda	100.743	68.361	47,4%	91.442	10,2%	192.185	120.799	59,1%
Subvenção de recursos da CDE	34.701	53.291	-34,9%	70.198	-50,6%	104.899	114.977	-8,8%
<b>Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo</b>	<b>2.127.469</b>	<b>2.203.895</b>	<b>-3,5%</b>	<b>2.091.243</b>	<b>1,7%</b>	<b>4.218.712</b>	<b>4.437.370</b>	<b>-4,9%</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	177.983	117.386	51,6%	142.820	24,6%	320.803	499.246	-35,7%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	127.902	119.442	7,1%	122.242	4,6%	250.144	219.457	14,0%
Receita de construção	323.919	419.582	-22,8%	433.319	-25,2%	757.238	823.766	-8,1%
Venda de Energia Excedente - MVE	8.462	21.708	-61,0%	8.629	-1,9%	17.091	36.558	-53,2%
Marcação a mercado de ativo indenizável	149.932	111.847	34,1%	115.550	29,8%	265.482	194.966	36,2%
Outras receitas	47.794	41.558	15,0%	46.489	2,8%	94.283	82.782	13,9%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.963.461</b>	<b>3.035.418</b>	<b>-2,4%</b>	<b>2.960.292</b>	<b>0,1%</b>	<b>5.923.753</b>	<b>6.294.145</b>	<b>-5,9%</b>
ICMS	(396.405)	(533.477)	-25,7%	(371.466)	6,7%	(767.871)	(1.081.486)	-29,0%
COFINS - corrente	(181.135)	(152.669)	18,6%	(158.097)	14,6%	(339.232)	(325.245)	4,3%
PIS - corrente	(39.325)	(33.145)	18,6%	(34.324)	14,6%	(73.649)	(70.612)	4,3%
ISS	(1.689)	(1.633)	3,4%	(1.685)	0,2%	(3.374)	(3.388)	-0,4%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(618.554)</b>	<b>(720.924)</b>	<b>-14,2%</b>	<b>(565.572)</b>	<b>9,4%</b>	<b>(1.184.126)</b>	<b>(1.480.731)</b>	<b>-20,0%</b>
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(16.446)	(15.530)	5,9%	(16.566)	-0,7%	(33.012)	(30.743)	7,4%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(183.566)	(141.442)	29,8%	(146.766)	25,1%	(330.332)	(285.198)	15,8%
Encargos do consumidor - CCRBT	434	(44.573)	<-100,0%	310	40,0%	744	(349.430)	<-100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.623)	(2.690)	-2,5%	(2.691)	-2,5%	(5.314)	(4.949)	7,4%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(202.201)</b>	<b>(204.235)</b>	<b>-1,0%</b>	<b>(165.713)</b>	<b>22,0%</b>	<b>(367.914)</b>	<b>(670.320)</b>	<b>-45,1%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(820.755)</b>	<b>(925.159)</b>	<b>-11,3%</b>	<b>(731.285)</b>	<b>12,2%</b>	<b>(1.552.040)</b>	<b>(2.151.051)</b>	<b>-27,8%</b>
<b>Total - Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.142.706</b>	<b>2.110.259</b>	<b>1,5%</b>	<b>2.229.007</b>	<b>-3,9%</b>	<b>4.371.713</b>	<b>4.143.094</b>	<b>5,5%</b>

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 1,5% no 2T23 em relação ao 2T22. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 2T23, atingiu o montante de R\$ 1.818,8 milhões, alta de R\$ 128,1 milhões em relação ao 2T22, cujo montante foi de R\$ 1.690,7 milhões. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 38,1 milhões referente a atualização da base do ativo indenizável, reflexo do aumento da base de ativos em função da revisão tarifária realizada recentemente;
- Aumento de R\$ 8,5 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento do consumo nesta classe;
- Aumento dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R\$ 60,6 milhões, como resultado de maior constituição de ativo regulatório no período em razão do reajuste tarifário, onde houve o aumento da amortização relacionada aos encargos setoriais;
- Redução de R\$ 45,0 milhões na rubrica Conta de Encargos do consumidor – CCRBT relacionada com as bandeiras tarifárias. No 1T22 prevaleceu a bandeira de escassez hídrica;
- Redução de R\$ 102,4 milhões no total de tributos no 2T23 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica desde julho de 2022 (redução de R\$ 137,1 milhões);

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Redução de R\$ 84,3 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 2T22. Apesar do aumento no número de unidades consumidoras faturadas e um maior consumo em MWh, a receita com fornecimento de energia no 2T23 apresentou uma queda de 4,0% vis-à-vis o mesmo período do ano anterior, em decorrência do reajuste tarifário de abril 2022 que totalizou 24,85% e por uma piora do mix da classe residencial, que vem aumentando a quantidade de usuários da classe baixa renda cujas margens são menores.
- Redução na linha de Venda de Energia Excedente – MVE num montante de R\$ 13,2 milhões, como resultado, do menor PLD em 2022;

- Aumento de R\$ 42,1 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, aumento das cotas de empréstimos em encargos setoriais.

No acumulado do 6M23, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 5,5% em relação ao 6M22. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 6M23, atingiu o montante de R\$ 3.614,5 milhões, alta de R\$ 295,1 milhões em relação ao 6M22, cujo montante foi de R\$ 3.319,3 milhões. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 70,5 milhões referente a atualização da base do ativo indenizável, reflexo do aumento da base de ativos em função da revisão tarifária realizada recentemente;
- Aumento de R\$ 30,7 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento do consumo nesta classe;
- Redução de R\$ 350,2 milhões na rubrica Conta de Encargos do consumidor – CCRBT relacionada com as bandeiras tarifárias. No 1T22 prevaleceu a bandeira de escassez hídrica;
- Redução de R\$ 296,6 milhões no total de tributos no 6M23 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica desde julho de 2022 (redução de R\$ 313,6 milhões);

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Redução de R\$ 271,9 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 2T22. A receita com fornecimento de energia no 6M23 apresentou uma queda de 6,4% vis-à-vis o mesmo período do ano anterior, em decorrência do efeito do reajuste tarifário de abril 2022 que totalizou 24,85%, dos efeitos da bandeira de escassez hídrica que se manteve vigente ao longo do 1T22 e da menor arrecadação em relação ao ano passado em função da redução da alíquota de ICMS incidente nas contas de energia elétrica desde julho de 2022
- Redução de R\$ 178,4 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial, decorrente da menor constituição de ativo regulatório entre períodos, refletindo a melhora do cenário hidrológico no país, reduzindo custos e encargos do setor.
- Redução na linha de Venda de Energia Excedente – MVE num montante de R\$ 19,5 milhões, como resultado, do menor PLD em 2022;
- Crescimento de R\$ 45,1 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, devido ao aumento das cotas de empréstimos em encargos setoriais.

## Custos e Despesas Operacionais

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

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(847.542)	(800.637)	5,9%	(820.737)	3,3%	(1.668.279)	(1.624.471)	2,7%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(205.403)	(148.121)	38,7%	(207.984)	-1,2%	(413.387)	(353.263)	17,0%
<b>Total - Não gerenciáveis</b>	<b>(1.052.945)</b>	<b>(948.758)</b>	<b>11,0%</b>	<b>(1.028.721)</b>	<b>2,4%</b>	<b>(2.081.666)</b>	<b>(1.977.734)</b>	<b>5,3%</b>
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(51.739)	(42.786)	20,9%	(41.412)	24,9%	(93.151)	(87.098)	6,9%
Material e Serviços de Terceiros	(205.714)	(181.864)	13,1%	(205.609)	0,1%	(411.323)	(343.276)	19,8%
Depreciação e Amortização	(125.270)	(106.648)	17,5%	(120.973)	3,6%	(246.243)	(189.161)	30,2%
Custo na desativação de bens	2.350	(86)	<-100,0%	(7.397)	<-100,0%	(5.047)	768	<-100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(45.982)	(35.731)	28,7%	(50.069)	-8,2%	(96.051)	(72.504)	32,5%
Custo de Construção	(323.919)	(419.582)	-22,8%	(433.319)	-25,2%	(757.238)	(823.766)	-8,1%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(24.651)	(14.372)	71,5%	(8.578)	>100,0%	(33.229)	(14.163)	>100,0%
Perda de recebíveis de clientes	(6.190)	9.011	<-100,0%	(5.432)	14,0%	(11.622)	(9.692)	19,9%
Receita de multas por impontualidade de clientes	16.159	17.071	-5,3%	16.753	-3,5%	32.912	51.731	-36,4%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(16.458)	(21.443)	-23,2%	(34.048)	-51,7%	(50.506)	(41.574)	21,5%
<b>Total - Gerenciáveis</b>	<b>(781.414)</b>	<b>(796.430)</b>	<b>-1,9%</b>	<b>(890.084)</b>	<b>-12,2%</b>	<b>(1.671.498)</b>	<b>(1.528.735)</b>	<b>9,3%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional</b>	<b>(1.834.359)</b>	<b>(1.745.188)</b>	<b>5,1%</b>	<b>(1.918.805)</b>	<b>-4,4%</b>	<b>(3.753.164)</b>	<b>(3.506.469)</b>	<b>7,0%</b>

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

Os custos e despesas operacionais no 2T23 em relação ao 2T22 apresentaram uma alta de R\$ 89,2 milhões, ou aumento de 5,1%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da

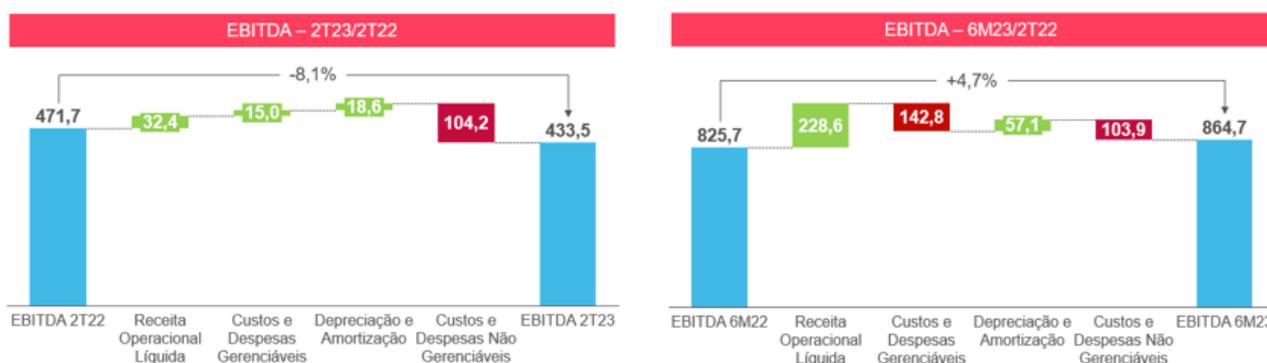
Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1.510,4 milhões, alta de 9,5% ou R\$ 184,8 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 1.325,6 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis, de R\$ 104,2 milhões, no 2T23. Esse crescimento, de 11,0%, está associado ao aumento nas seguintes rubricas (i) Energia elétrica comprada para revenda, em um montante de R\$ 46,9 milhões, e (ii) Encargos do uso do sistema de transmissão no valor R\$ 57,3 milhões.
- Por outro lado, as despesas gerenciáveis apresentaram uma queda de R\$ 15,0 milhões no trimestre (excluindo o efeito do custo de construção o efeito seria o inverso, um aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 80,6 milhões). Esse aumento é explicado principalmente pelo: (i) aumento de R\$ 9,0 milhões na linha de Pessoal em função do pagamento de PLR aos colaboradores da Companhia; (ii) aumento de R\$ 23,9 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros; (iii) aumento de R\$ 10,3 milhões na linha de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa no trimestre; (iv) Aumento de R\$ 18,2 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; e (iv) Aumento de R\$ 10,3 milhões na linha de provisões. Compensado parcialmente por uma redução de R\$15,1 milhões na perda de recebíveis dos clientes e uma redução de R\$ 5milhões em outras despesas operacionais.

No acumulado do ano, os custos e despesas operacionais apresentaram uma alta de R\$ 246,7 milhões, ou aumento de 7,0% em comparação ao 6M22. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no semestre alcançaram o montante de R\$ 2.995,9 milhões, alta de 11,7% ou R\$ 313,2 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 2.682,7 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis, de R\$ 103,9 milhões no 6M23 em comparação ao mesmo período do ano anterior. Esse crescimento, de 5,3%, está relacionado ao aumento nas seguintes rubricas (i) Energia elétrica comprada para revenda, em um montante de R\$ 43,8 milhões, e (ii) Encargos do uso do sistema de transmissão no valor R\$ 60,1 milhões, devido ao aumento de cerca de 20% nas tarifas de Rede Básica e do aumento do Montante Contratado em cerca de 20%.
- No 6M23 as despesas gerenciáveis também apresentaram um aumento, o montante foi de R\$ 142,8 milhões (excluindo o efeito do custo de construção, o aumento nos custos e despesas gerenciáveis é de R\$ 209,3 milhões). Esse incremento é explicado principalmente pelo: (i) aumento de R\$ 68,0 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros; (ii) aumento de R\$ 23,5 milhões na linha de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa no trimestre; (iii) Aumento de R\$ 57,1 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; e (iv) Aumento de R\$ 19,1 milhões na linha de provisões.

### EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no 2T23 atingiu o montante de R\$ 433,6 milhões, o que representa uma queda de R\$ 38,1 milhões em relação ao 2T22. A margem EBITDA da Companhia no 2T23 foi de 20,24%, uma queda de 2,11 p.p. em relação ao mesmo período. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia trimestre foi de 23,84%, o que representa uma queda de 4,06 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

Por outro lado, o EBITDA da Enel Ceará no acumulado do 6M23 atingiu o montante de R\$ 864,8 milhões, o que representa um incremento de R\$ 39,0 milhões em relação ao 6M22. A margem EBITDA da Companhia no 6M23 foi de 19,78%, uma ligeira queda de 0,15 p.p. em relação ao mesmo período. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia no semestre foi de 23,93%, representa uma queda de 0,95 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

## Resultado Financeiro

### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
<b>Receitas Financeiras</b>								
Renda de aplicação financeira	6.455	5.602	15,2%	12.974	-50,2%	19.429	10.513	84,8%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	16.479	21.027	-21,6%	17.295	-4,7%	33.774	22.268	51,7%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(2.245)	59.803	<-100,0%	43.288	<-100,0%	41.043	98.965	-58,5%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.191	996	19,6%	8.038	-85,2%	9.229	996	>100,0%
Dívida - Marcação a mercado	7.289	-	-	6.895	5,7%	14.184	-	-
Outras receitas financeiras	1.705	2.301	-25,9%	3.155	-46,0%	4.860	8.706	-44,2%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.115)	(4.357)	-74,4%	(3.553)	-68,6%	(4.668)	(6.653)	-29,8%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>29.759</b>	<b>85.372</b>	<b>-65,1%</b>	<b>88.092</b>	<b>-66,2%</b>	<b>117.851</b>	<b>134.795</b>	<b>-12,6%</b>
<b>Despesas financeiras</b>								
Variações monetárias de Dívidas e debêntures	(22.729)	(37.956)	-40,1%	(38.650)	-41,2%	(61.379)	(64.766)	-5,2%
Encargos de Dívidas e debêntures	(111.048)	(68.124)	63,0%	(99.449)	11,7%	(210.497)	(130.430)	61,4%
Marcação a mercado de Dívida	(7.520)	-	-	(5.647)	33,2%	(13.167)	-	-
Encargos fundo de pensão	(2.138)	(1.896)	12,8%	(2.138)	-	(4.276)	(3.792)	12,8%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(5.810)	(8.213)	-29,3%	(40.987)	-85,8%	(46.797)	(39.812)	17,5%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(25.606)	(14.656)	74,7%	(13.280)	92,8%	(38.886)	(19.873)	95,7%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(43.879)	(65.217)	-32,7%	(51.795)	-15,3%	(95.674)	(92.392)	3,6%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(2.547)	(2.223)	14,6%	(8.609)	-70,4%	(11.156)	(4.070)	>100,0%
Outras despesas financeiras	(12.232)	(11.231)	8,9%	(17.651)	-30,7%	(29.883)	(22.678)	31,8%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(233.509)</b>	<b>(209.516)</b>	<b>11,5%</b>	<b>(278.206)</b>	<b>-16,1%</b>	<b>(511.715)</b>	<b>(377.813)</b>	<b>35,4%</b>
<b>Variações Cambiais</b>	<b>1.039</b>	<b>2.705</b>	<b>-61,6%</b>	<b>(25)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>1.014</b>	<b>2.885</b>	<b>-64,9%</b>
Variações cambiais - Empréstimos	80.904	(119.429)	<-100,0%	28.180	>100,0%	109.084	71.987	51,5%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(79.601)	118.029	<-100,0%	(29.074)	>100,0%	(108.675)	(71.049)	53,0%
Outras Variações Cambiais	(264)	4.105	<-100,0%	869	<-100,0%	605	1.947	-68,9%
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(202.711)</b>	<b>(121.439)</b>	<b>66,9%</b>	<b>(190.139)</b>	<b>6,6%</b>	<b>(392.850)</b>	<b>(240.133)</b>	<b>63,6%</b>

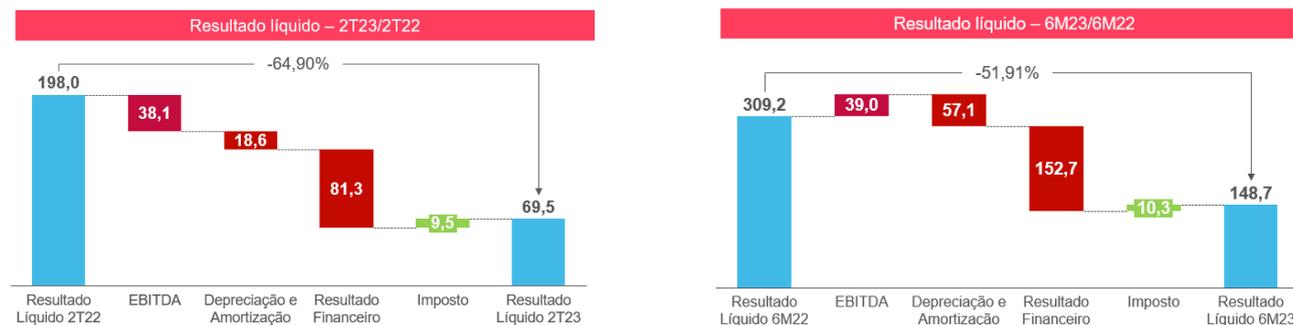
(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 2T23 com uma despesa líquida de R\$ 202,7 milhões, representando um aumento de R\$ 81,2 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada por:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 59,6 milhões referente as rubricas de variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais;
- Aumento de R\$ 10,9 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas;
- Aumento de despesa líquida no montante de R\$ 4,7 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, ao aumento do CDI no 2T23 comparado ao 2T22, somado à um aumento no volume de empréstimos contratados entre os períodos analisados.

No acumulado do ano, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 392,9 milhões, montante 63,3% superior ao valor registrado no 6M22 (R\$ 240,1 milhões), em decorrência, principalmente, de aumento de despesa líquida no montante de R\$ 72,9 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 ao aumento do CDI no 6M23 comparado ao 6M22, somado à um aumento no volume de empréstimos contratados entre os períodos analisados.

## Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 69,6 milhões no 2T23, representando uma retração de R\$ 128,4 milhões em relação ao 2T22, explicado principalmente por (i) queda do EBITDA, (ii) aumento na despesa financeira, e (iii) crescimento da linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária.

No acumulado do ano, o resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 148,7 milhões, representando uma retração de R\$ 160,5 milhões em relação ao 6M22, explicado principalmente por (i) aumento na despesa financeira, e (ii) crescimento da linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária.

## Endividamento

### INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	6.136.979	4.231.542	45,0%	5.089.543	20,6%	6.136.979	4.231.542	45,0%
Dívida com Terceiros	5.320.353	3.626.720	46,7%	4.207.076	26,5%	5.320.353	3.626.720	46,7%
Dívida Intercompany	816.626	604.822	35,0%	882.467	-7,5%	816.626	604.822	35,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	750.587	269.206	>100,0%	170.667	>100,0%	750.587	269.206	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	5.386.392	3.962.336	35,9%	4.918.876	9,5%	5.386.392	3.962.336	35,9%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (2)*	3,34	2,41	38,7%	2,77	20,7%	3,34	2,41	38,7%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (2)*	2,93	2,26	30,0%	2,68	9,6%	2,93	2,26	30,0%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,60	0,53	12,1%	0,56	7,4%	0,60	0,53	12,1%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,57	0,52	9,5%	0,55	3,3%	0,57	0,52	9,5%

(1) Variação entre 2T23 e 1T23

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisão para créditos 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 o 2T23 em R\$ 6.137 milhões, um incremento de R\$ 1.905 milhões em relação ao 2T22. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 3.885 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 613 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 2.092 milhões e R\$ 497 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período o ajuste de marcação à mercado ativo relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 4 milhões.

A Companhia encerrou o 2T23 com o custo médio da dívida no período de 14,53% a.a.

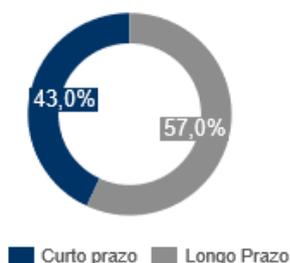
### Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 30 de junho de 2023, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 100 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979, Nº 1.540, Nº 3.754 e Nº 647, no valor de até R\$ 2.150 milhões.

### Classificação de Riscos (Rating)

Em 06 de setembro de 2022, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

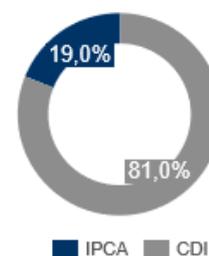
**Abertura da Dívida Bruta - CP e LP**  
Posição Final em jun/23



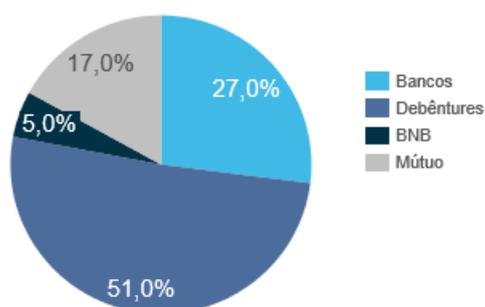
**Abertura da Dívida Bruta - Moedas**  
Posição Final em jun/23



**Abertura da Dívida Bruta - Indexadores**  
Posição Final em jun/23



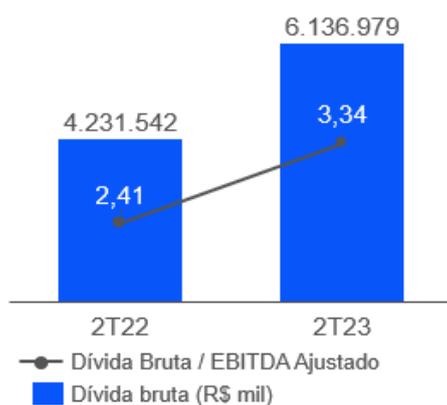
**Abertura da Dívida Bruta - Credor**  
Posição Final em jun/23



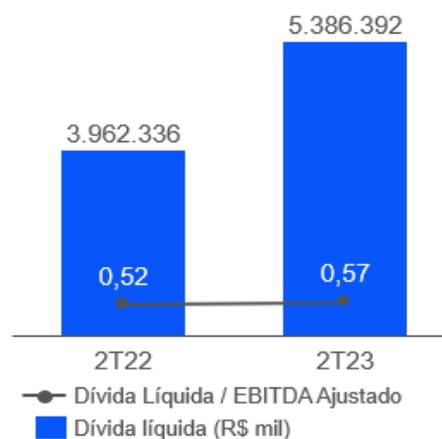
**Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)**  
Posição Final em jun/23



**Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezes)**  
Evolução 2T22 - 2T23



**Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)**  
Evolução 2T22 - 2T23



## Investimentos<sup>4</sup>

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

	2T23	2T22	Var. %	1T23	Var. % (1)	6M23	6M22	Var. % (2)
Novas Conexões	254.186	187.289	35,7%	318.680	-20,2%	572.867	385.760	48,5%
Rede	60.619	83.409	-27,3%	92.476	-34,4%	153.095	163.560	-6,4%
Combate às Perdas	28.216	18.484	52,7%	33.563	-15,9%	61.779	34.306	80,1%
Qualidade do Sistema Elétrico	26.113	43.384	-39,8%	51.099	-48,9%	77.212	76.240	1,3%
Adequação à carga	6.290	21.540	-70,8%	7.814	-19,5%	14.104	53.014	-73,4%
Outros	80.643	95.052	-15,2%	79.502	1,4%	160.145	171.286	-6,5%
<b>Total Investido</b>	<b>395.449</b>	<b>365.750</b>	<b>8,1%</b>	<b>490.658</b>	<b>-19,4%</b>	<b>886.107</b>	<b>720.606</b>	<b>23,0%</b>
Aportes / Subsídios	-	-	-	-	-	-	(13.367)	-100,0%
<b>Investimento Líquido</b>	<b>395.449</b>	<b>365.750</b>	<b>8,1%</b>	<b>490.658</b>	<b>-19,4%</b>	<b>886.107</b>	<b>707.239</b>	<b>25,3%</b>

(1) Variação entre 2T23 e 1T23; (2) Variação entre 6M23 e 6M22

No 2T23, a Companhia investiu R\$ 395,5 milhões, dos quais: (i) R\$60,6 milhões em qualidade do sistema elétrico, adequação da carga e atividades de combate a perdas, que representou uma queda de 27,3% frente ao mesmo período do ano anterior, relacionada ao processo de revisão tarifária ocorrido em abril de 2023, onde o nível de investimento atinge patamares mais elevados no ano que antecede a revisão, aumentando a base de comparação no período seguinte. Por outro lado, houve um incremento de 35,7% nos investimentos em novas conexões, totalizando R\$254,2 milhões. No acumulado do ano, o incremento total foi de 23,0%, sendo puxado pelos investimentos em novas redes que subiu 48,5% frente o 6M22. Já a linha de rede caiu 6,4% capturando parcialmente o efeito da revisão tarifária comentada logo acima.

## 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.

Em 2015, a companhia assumiu um compromisso público, perante a ONU, de apoio à Agenda 2030, um plano de ação global para as pessoas, para o planeta e para a prosperidade, que deve ser cumprido até o ano de 2030. Essa agenda possui 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, conhecidos como ODS. Além do alinhamento das nossas iniciativas em toda Agenda 2030, o Grupo Enel assumiu formalmente metas em relação a quatro deles: 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 integração dos compromissos públicos assumidos com os ODS, somados à agenda ASG é garantida por processos estruturados em todo o Grupo, que contam, em todas as suas etapas, com o respeito aos direitos humanos para a busca pelo crescimento sustentável. Além disso, a adoção dos indicadores ASG em toda a cadeia de valor não se dá apenas para reportar os resultados alcançados, mas sobretudo para antecipar as decisões e orientar as suas ações.

A partir da estratégia ASG, deriva o Plano de Sustentabilidade da companhia, revisto anualmente, traduzido em indicadores sociais, ambientais e de governança, de acordo com padrões internacionais e com base nos temas materiais identificados no engajamento com os stakeholders e os diversos compromissos que assumimos. O atual Plano de Sustentabilidade da Enel, que foi reavaliado a partir do processo anual de materialidade, abrange o ciclo 2023-2025 e estabelece objetivos ASG específicos em 4 grandes temas: Pessoas, Natureza, Aceleradores de Crescimento e Direitos Humanos (incluindo aqui as questões de Saúde e Segurança e Governança) com ações que abrangem todas as empresas do Grupo no Brasil e ações regionalizadas. O Plano de Sustentabilidade da Enel Distribuição Ceará, em 2023, conta com 73 ações desdobradas em metas ambientais, metas sociais e ações para garantir ou aumentar a governança. Até o 2º trimestre de 2023, foi registrado o avanço geral de 63% em relação ao total de ações planejadas para o ano, sendo que destas, as ações voltadas para a temática ambiental tiveram uma evolução de 68%, as ações com foco na temática social tiveram 63% de avanço e as ações voltadas para fortalecer a governança tiveram um avanço de 55%, no mesmo período.

As linhas de negócio do Grupo seguem uma estratégia de relacionamento com todas as partes interessadas,

<sup>4</sup> Dados prévios referente ao 2T23

com o objetivo de gerar valor compartilhado. Com foco no atendimento às regiões e comunidades onde a Enel está inserida, especialmente as localizadas em regiões de alta vulnerabilidade social, a companhia mantém o programa Enel Compartilha, que inclui projetos socioambientais voltados aos temas da eficiência energética, educação para o consumo consciente de energia, geração de renda e empregabilidade, cidadania e economia circular.

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.

Ao aliar o programa Enel Compartilha à sua estratégia de negócio e aos ODS da ONU, a Enel reforça o compromisso do Grupo com a Agenda ASG e com o desenvolvimento de uma sociedade mais justa, resiliente e sustentável. No segundo trimestre de 2023, foram beneficiadas 209.757 pessoas pelos projetos da Enel Distribuição Ceará, destacando-se:

#### **Ecoenel – ODS 07**

Em junho, a Enel Distribuição Ceará inaugurou, no Centro de Apoio ao Turismo do Cumbuco, em Caucaia, um ecoponto do programa Ecoenel, que troca resíduos recicláveis por desconto na conta de energia dos clientes. O ecoponto tem parceria com a Ultralimpo, a Prefeitura Municipal de Caucaia e com o Instituto de Meio Ambiente de Caucaia. O ponto de coleta funcionará de segunda a sexta-feira, das 8h às 16h, e é localizado Avenida dos Coqueiros, 2273, Praia do Cumbuco.

#### **Enel Compartilha Cultura – ODS 04**

O projeto Laboratório Cidades Criativas: programa de design urbano e ocupação cultural, prevê a realização de intervenção urbana na cidade de Fortaleza, com pinturas e mobiliários urbanos. As ações do projeto serão desenvolvidas de forma gratuita e abertas ao público, contemplando o Beco Céu na Favela do Inferninho beneficiando a juventude de alta vulnerabilidade e/ou baixo IDH, garantindo assim, ampla acessibilidade à população. Foram confeccionados e implementados os mobiliários e murais desenvolvidos com os artistas e apresentados no Festival em uma exposição interativa com TVs e óculos de realidade virtual.

#### **Enel Compartilha Liderança em Rede – ODS 17**

O projeto, que atua com lideranças comunitárias em 35 municípios do Ceará, realizou no mês de junho a segunda prova da gincana com o tema: segurança da população no período de férias e nos festejos juninos. Na oportunidade, as lideranças comunitárias receberam uma capacitação sobre a temática de modo virtual, onde foram convidados a compartilhar esse mesmo material em até cinco escolas à sua escolha. O objetivo é que as informações cheguem ao maior número possível de pessoas. Como resultado obtivemos: aproximadamente 3 mil beneficiados em 14 municípios, a partir, da multiplicação realizada por 14 equipes atuantes na gincana em 35 escolas, totalizando 37 palestras.

### **Indicadores ASG - Enel Ceará**

#### **Indicadores**

	<b>2T23</b>	<b>2T22</b>
Colaboradores próprios (unit)	1.540	1.093
Colaboradores terceirizados (unit)	9.888	10.498
% de mulheres na Empresa	0,0%	26,2%
% de mulheres em cargos de liderança (1)*	0,0%	21,2%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	2,74	15,38
Taxa de Rotatividade (2)*	0,0%	3,1%
Número de membros no conselho (unit)	8	8
Número de membros independentes no conselho (unit)	2	1
% de mulheres no conselho	0,0%	12,5%
Beneficiados pelos projetos sociais	298.459	235.469
Resíduos perigosos enviados para recuperação	99%	0%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	83%	0%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)*	11	-
Realização de ECoS Ambiental (4)*	1	-

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

(3) Meta 2023 - 9; (4) Meta 2023 - 1

## ASPECTOS REGULATÓRIOS

### Revisão Tarifária Periódica 2023

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 18 de abril, deliberou sobre a revisão tarifária periódica de 2023 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2023, Resolução Homologatória nº 3.185/2023.

A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica da Companhia negativo de -0,46% composto por reajuste econômico de +2,71% e componente financeiro de -3,17%. Considerando o componente financeiro do último processo tarifário, +3,52%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +3,06%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Revisão Tarifária	
Encargos Setoriais	-0,14%
Energia Comprada	1,84%
Encargos de Transmissão	1,23%
Parcela A	2,93%
Parcela B	-0,21%
Revisão Econômica	2,71%
CVA Total	-1,37%
Outros Itens Financeiros	-1,81%
Revisão Financeira	-3,17%
Revisão Total	-0,46%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	+3,52%
Efeito para o consumidor	3,06%

#### Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi revisada em 4,7%, representando 2,93% na revisão econômica com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 921 milhões. Uma queda de -1,1%, representando -0,14% na revisão econômica em função principalmente do encargo PROINFA (-12,3%);
- Energia Comprada: R\$ 3.262 milhões. O aumento de 4,30% decorre principalmente do aumento do custo unitário de contratos de Energia Nova e Alternativa – modalidade CCEAR por disponibilidade. O custo de compra de energia representa 1,84% na revisão econômica, e;
- Encargos de Transmissão: R\$ 537 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de 19,9%, correspondendo a um efeito de 1,23% no reajuste econômico.

#### Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -0,57%, representando uma participação de -0,21% na revisão econômica.

- Ademais, foi homologado o Fator X de -0,30%, composto por:
  - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 0%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
  - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,296%; e
  - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de 0%.

Como resultado da revisão tarifária e considerando a nova Base de Remuneração Regulatória (BRR) homologada pela ANEEL, a Companhia reconheceu complemento positivo do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 107.619, impactando a linha de marcação a mercado do ativo indenizável, na receita operacional bruta.

### Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizam um montante negativo de R\$ 230.618, dentre os quais destacam-se: R\$ 99.257 negativos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"); negativos da reversão de risco hidrológico de R\$ 136.127; e negativo de PIS/COFINS de R\$ 419.351; sendo estes valores parcialmente compensados por componentes de reversão da bandeira escassez hídrica positivo de R\$ 169.425; e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 175.979.

A revisão tarifária média de +3,06% a ser percebida pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-3,77%
Baixa Tensão	5,51%
Efeito Médio	3,06%

### 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 01/07/22 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,989 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/07/22 - As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 6,5 (patamar 1) e R\$ 9,795 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

A Bandeira Escassez Hídrica possui vigência de setembro de 2021 a abril de 2022, a tarifa foi acrescida de R\$ 14,20 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

O cenário hidrológico para o primeiro semestre de 2022 foi de recuperação, o Governo Federal, antecipou o fim da vigência da Bandeira Escassez Hídrica em 15 dias, com isso, a bandeira tarifária verde passou a valer para todos os consumidores de energia a partir de 16 de abril de 2022 e ficou assim até o final de 2022.

De janeiro a junho de 2023, devido aos níveis de reservatórios hidráulicos estarem adequados, a ANEEL não publicou o acionamento da bandeira para os consumidores. Desta forma, para este período, a bandeira tarifária vigente é a verde.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2021 e 2022, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2022	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	Resolução CREG nº 3/2021 Bandeira Escassez Hídrica			55,70	55,70	55,70	55,70	97,48	56,78	55,70	55,70	55,70
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

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						
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 29 de dezembro de 2022, a Resolução Homologatória n.º 3.167 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2023. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.391,56/MWh e o valor mínimo em R\$ 69,04/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2023.

## ANEXO 1

### DRE (R\$ MIL)

	2T23	2T22	Var. %	6M23	6M22	Var. %
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.963.461</b>	<b>3.035.418</b>	<b>-2,4%</b>	<b>5.923.753</b>	<b>6.294.145</b>	<b>-5,9%</b>
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.127.469	2.203.895	-3,5%	4.218.712	4.437.370	-4,9%
CVA	177.983	117.386	51,6%	320.803	499.246	-35,7%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	127.902	119.442	7,1%	250.144	219.457	14,0%
Receita de Construção	323.919	419.582	-22,8%	757.238	823.766	-8,1%
Outras Receitas	206.188	175.113	17,7%	376.856	314.306	19,9%
<b>Deduções da Receita Operacional</b>	<b>(820.755)</b>	<b>(925.159)</b>	<b>-11,3%</b>	<b>(1.552.040)</b>	<b>(2.151.051)</b>	<b>-27,8%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.142.706</b>	<b>2.110.259</b>	<b>1,5%</b>	<b>4.371.713</b>	<b>4.143.094</b>	<b>5,5%</b>
<b>Custo do Serviço de Energia Elétrica</b>	<b>(1.052.945)</b>	<b>(948.758)</b>	<b>11,0%</b>	<b>(2.081.666)</b>	<b>(1.977.734)</b>	<b>5,3%</b>
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(847.542)	(800.637)	5,9%	(1.668.279)	(1.624.471)	2,7%
Encargos de conexão e uso da rede	(205.403)	(148.121)	38,7%	(413.387)	(353.263)	17,0%
<b>Custo/Despesa Operacional</b>	<b>(781.414)</b>	<b>(796.430)</b>	<b>-1,9%</b>	<b>(1.671.498)</b>	<b>(1.528.735)</b>	<b>9,3%</b>
Pessoal	(51.739)	(42.786)	20,9%	(93.151)	(87.098)	6,9%
Material e Serviços de terceiros	(205.714)	(181.864)	13,1%	(411.323)	(343.276)	19,8%
Depreciação e amortização	(125.270)	(106.648)	17,5%	(246.243)	(189.161)	30,2%
Provisões	(70.633)	(50.103)	41,0%	(129.280)	(86.667)	49,2%
Custo de construção	(323.919)	(419.582)	-22,8%	(757.238)	(823.766)	-8,1%
Outros	12.319	25.996	-52,6%	16.243	42.807	-62,1%
Outras receitas/despesas operacionais	(16.458)	(21.443)	-23,2%	(50.506)	(41.574)	21,5%
<b>EBITDA</b>	<b>433.617</b>	<b>471.719</b>	<b>-8,1%</b>	<b>864.792</b>	<b>825.786</b>	<b>4,7%</b>
<b>EBIT</b>	<b>308.347</b>	<b>365.071</b>	<b>-15,5%</b>	<b>618.549</b>	<b>636.625</b>	<b>-2,8%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(202.712)</b>	<b>(121.439)</b>	<b>66,9%</b>	<b>(392.851)</b>	<b>(240.133)</b>	<b>63,6%</b>
Receita Financeira	29.759	85.372	-65,1%	117.851	134.795	-12,6%
Despesa Financeira	(221.475)	(209.516)	5,7%	(499.681)	(377.813)	32,3%
Variações Cambiais	(10.996)	2.705	<-100,0%	(11.021)	2.885	<-100,0%
<b>Resultado antes dos impostos</b>	<b>105.635</b>	<b>243.632</b>	<b>-56,6%</b>	<b>225.698</b>	<b>396.492</b>	<b>-43,1%</b>
<b>IR/CS</b>	<b>(36.020)</b>	<b>(45.578)</b>	<b>-21,0%</b>	<b>(76.966)</b>	<b>(87.297)</b>	<b>-11,8%</b>
<b>Lucro/Prejuízo Líquido</b>	<b>69.615</b>	<b>198.054</b>	<b>-64,9%</b>	<b>148.732</b>	<b>309.195</b>	<b>-51,9%</b>