

Comentários de Desempenho

Earnings Release 1T22

Enel Distribuição Ceará

Companhia Energética do Ceará

29 de abril de 2022

Relações com Investidores

<https://www.enel.com.br/pt-ceara/investidores.html> | brasil.investorrelations@enel.com

Fortaleza, 29 de abril de 2022 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], distribuidora de energia elétrica que atende 184 municípios cearenses (9,2 milhões de habitantes) divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2022 (1T22). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	3.107	3.082	0,8%	3.380	-8,1%
Receita Bruta (R\$ mil)	3.258.727	2.291.153	42,2%	4.251.278	-23,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.032.835	1.600.766	27,0%	2.535.849	-19,8%
EBITDA (2) (R\$ mil)	354.067	264.267	34,0%	594.123	-40,4%
Margem EBITDA (%)	17,42%	16,51%	0,91 p.p	23,43%	-6,01 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	21,74%	18,97%	2,77 p.p	27,71%	-5,97 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	271.554	177.807	52,7%	516.120	-47,4%
Margem EBIT (%)	13,36%	11,11%	2,25 p.p	20,35%	-6,99 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	111.141	86.915	27,9%	129.305	-14,0%
Margem Líquida	5,47%	5,43%	0,04 p.p	5,10%	0,37 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	6,82%	6,24%	0,58 p.p	6,03%	0,79 p.p
CAPEX (R\$ mil)	354.856	196.669	80,4%	399.229	-11,1%
DEC (12 meses)*	11,06	15,41	-28,2%	12,02	-8,0%
FEC (12 meses)*	4,64	5,93	-21,8%	5,12	-9,4%
Índice de Arrecadação (12 meses)	97,74%	99,34%	-1,60 p.p	98,75%	-1,01 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,42%	16,47%	-0,05 p.p	16,32%	0,10 p.p
Nº de Consumidores Totais	4.508.106	4.291.246	5,1%	4.403.603	2,4%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.109	1.126	-1,5%	1.111	-0,2%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	270	300	-10,0%	292	-7,5%
PMSO (4)/Consumidor	62,36	49,08	27,1%	66,40	-6,1%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	392	418	-6,2%	381	2,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	11.509	10.260	12,2%	11.563	-0,5%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

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

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 4,5 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,2 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	1T22	1T21	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.240.580	9.187.103	0,6%
Consumidores (Unid.)	4.508.106	4.291.246	5,1%
Linhas de Distribuição (Km)	148.895	150.692	-1,2%
Linhas de Transmissão (Km)	5.452	5.425	0,5%
Subestações (Unid.)	121	118	2,5%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.955	11.870	9,1%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	5,18%	4,93%	0,25 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,59%	2,49%	0,10 p.p

(1) Estimativa do número de Habitantes de Ceará de acordo com a projeção da população divulgada anualmente pelo IBGE

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

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



* Dados prévios referente ao 1T22

Mercado Bursátil

As ações da Companhia são negociadas na B3 – Brasil, Bolsa e Balcão. As cotações de fechamento do período são apresentadas a seguir.

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	58,74	51,24	14,6%	58,92	-0,3%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	53,55	55,79	-4,0%	58,09	-7,8%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

variação sem ajuste por proventos

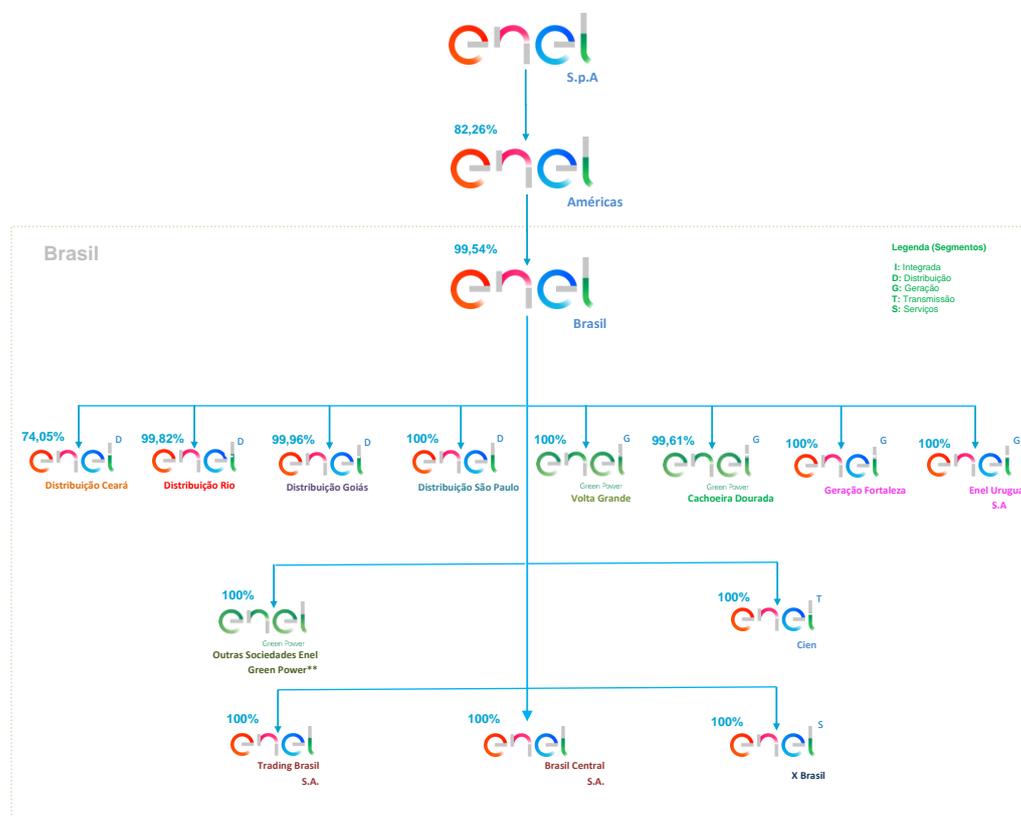
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem a seguinte estrutura de controle:

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2022)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Enel Brasil	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Não Controladores	1.003.692	2,09%	17.664.694	1.534.238	19.198.932	64,45%	20.202.624	25,95%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Outros	1.003.692	2,09%	13.696.938	3.097	13.700.035	45,99%	14.703.727	18,89%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

Posição em 31 de março de 2022



**Contempla as empresas e SPEs da Enel Green Power incorporada em 04/11/2021

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Mercado Cativo	4.130.548	4.051.054	2,0%	4.104.441	0,6%
Residencial - Convencional	2.421.280	2.415.775	0,2%	2.583.721	-6,3%
Residencial - Baixa Renda	909.499	798.897	13,8%	711.050	27,9%
Industrial	5.898	6.086	-3,1%	5.963	-1,1%
Comercial	181.018	181.200	-0,1%	181.583	-0,3%
Rural	561.507	597.280	-6,0%	570.546	-1,6%
Setor Público	51.346	51.816	-0,9%	51.578	-0,4%
Clientes Livres	596	509	17,1%	590	1,0%
Industrial	177	156	13,5%	182	-2,7%
Comercial	405	341	18,8%	394	2,8%
Rural	10	10	-	10	-
Setor Público	4	2	100,0%	4	-
Revenda	2	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.131.146	4.051.565	2,0%	4.105.033	0,6%
Consumo Próprio	318	319	-0,3%	315	1,0%
Consumidores Ativos Não Faturados	376.642	239.362	57,4%	298.255	26,3%
Total - Número de Consumidores	4.508.106	4.291.246	5,1%	4.403.603	2,4%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

A Companhia encerrou 1T22 com um incremento de 2,0% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrado no 1T21. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado nas classes residencial Baixa Renda e Convencional. O aumento na classe Baixa Renda é reflexo da migração de clientes do Residencial Convencional devido a 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.

O mercado livre, que segue em tendência de crescimento, apresentou um aumento de 17,1% em relação ao total de consumidores efetivos faturados no mesmo período do ano anterior.

No 1T22, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 198,5 milhões.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.457	2.458	0,0%	2.670	-8,0%
Clientes Livres	644	618	4,2%	703	-8,4%
Revenda	3	3	-	3	-
Total - Venda e Transporte de Energia	3.104	3.079	0,8%	3.377	-8,1%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Residencial - Convencional	999	1.028	-2,8%	1.088	-8,2%
Residencial - Baixa Renda	259	251	3,2%	253	2,4%
Industrial	125	129	-3,1%	142	-12,0%
Comercial	390	380	2,6%	417	-6,5%
Rural	293	318	-7,9%	348	-15,8%
Setor Público	391	352	11,1%	422	-7,3%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.457	2.458	0,0%	2.670	-8,0%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

O mercado cativo no 1T22 manteve o mesmo patamar de consumo em relação ao 1T21, apresentando um aumento de 3,2% e 2,6% nos segmentos Residencial Baixa Renda e Comercial, respectivamente, compensado principalmente, pela redução de 7,9%, 3,1% e 2,8% nos segmentos Rural, Industrial e Residencial Convencional, respectivamente.

VENDA DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWH/CONS.)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Residencial - Convencional	413	426	-3,1%	421	-1,9%
Residencial - Baixa Renda	285	314	-9,2%	356	-19,9%
Industrial	21.205	21.184	0,1%	23.756	-10,7%
Comercial	2.153	2.098	2,6%	2.296	-6,2%
Rural	522	532	-1,9%	610	-14,4%
Setor Público	7.612	6.801	11,9%	8.181	-7,0%
Total – Venda per Capita no Mercado Cativo	595	607	-2,0%	651	-8,6%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Industrial	428	428	-	487	-12,1%
Comercial	185	163	13,5%	186	-0,5%
Rural	5	5	-	5	-
Setor Público	26	22	18,2%	25	4,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	644	618	4,2%	703	-8,4%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA PARA OS CLIENTES LIVRES (KWH/CONS.)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Industrial	2.417	2.744	-11,9%	2.675	-9,6%
Comercial	457	478	-4,4%	473	-3,4%
Rural	461	480	-4,0%	488	-5,5%
Setor Público	6.491	10.950	-40,7%	6.350	2,2%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	1.080	1.214	-11,0%	1.192	-9,4%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

O aumento de 4,2% no transporte de energia aos clientes livres no 1T22 em relação ao 1T21 é atribuído, principalmente, a retomada do crescimento econômico e conseqüentemente ao padrão de consumo dos clientes livres da Companhia mediante a redução do padrão médio de consumo dos clientes livres comerciais verificado no início do ano de 2021, resultado dos efeitos da pandemia do Covid-19 e da contração da atividade econômica.

A migração de clientes cativos dos setores comercial e industrial para o segmento livre também contribuiu para o aumento do consumo de energia no mercado livre no trimestre.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Itaipu	663	663	-	678	-2,2%
Angra 1 e 2	101	100	1,0%	102	-1,0%
PROINFA	53	51	3,9%	66	-19,7%
Leilões e Quotas	2.346	2.333	0,6%	2.537	-7,5%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.162	3.147	0,5%	3.383	-6,5%
Liquidação na CCEE	(81)	(36)	>100,0%	62	<-100,0%
Total - Compra de Energia	3.081	3.111	-1,0%	3.445	-10,6%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	3.735	3.701	0,9%	4.164	-10,3%
Energia distribuída (GWh)	3.107	3.082	0,8%	3.380	-8,1%
Residencial - Convencional	999	1.028	-2,8%	1.088	-8,2%
Residencial - Baixa Renda	259	251	3,2%	253	2,4%
Industrial	125	129	-3,1%	142	-12,0%
Comercial	390	380	2,6%	417	-6,5%
Rural	293	318	-7,9%	348	-15,8%
Setor Público	391	352	11,1%	422	-7,3%
Clientes Livres	644	618	4,2%	703	-8,4%
Revenda	3	3	-	3	-
Consumo Próprio	3	3	-	3	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	628	619	1,5%	784	-19,9%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	16,82%	16,73%	0,09 p.p	18,83%	-2,01 p.p

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Indicadores Operacionais

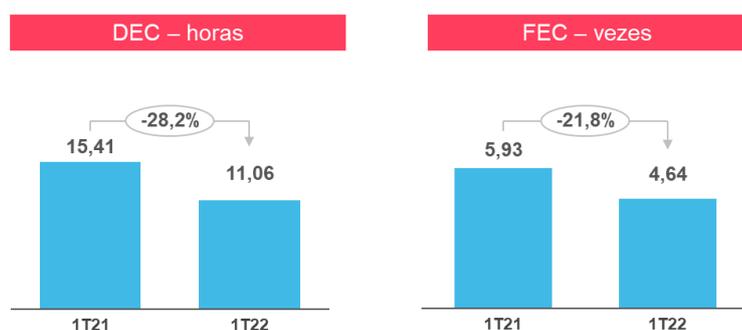
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)*	11,06	15,41	-28,2%	12,02	-8,0%
FEC 12 meses (vezes)*	4,64	5,93	-21,8%	5,12	-9,4%
Perdas de Energia 12 meses (%)*	16,42%	16,47%	-0,05 p.p	16,32%	0,10 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	97,74%	99,34%	-1,60 p.p	98,75%	-1,01 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	270	300	-10,1%	292	-7,5%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	392	418	-6,3%	381	2,9%
PMSO (2)/Consumidor	62,36	49,08	27,1%	66,40	-6,1%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	11.509	10.260	12,2%	11.563	-0,5%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

(2) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

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. O DEC apresentou uma queda de 28,2% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior. O FEC apresentou uma redução de 21,8%. As

melhorias observadas nos indicadores de qualidade no trimestre são resultantes de um plano de ação estabelecido em conjunto com o regulador no final de 2020 que tem como objetivo diminuir as incidências nas redes de média e baixa tensão.

Além do plano de melhoria, durante o 1T22, a Companhia também investiu R\$ 64,3 milhões em adequação à carga, qualidade e confiabilidade do sistema o que também refletiu no bom desempenho dos índices de qualidade durante o trimestre.

Disciplina de Mercado¹



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 16,42% em 1T22, uma queda de 0,05 p.p. em relação às perdas registradas em 1T21, de 16,47%. Desde 2020, o nível de perdas tem sido impactado pela pandemia do Covid-19 e a crise hídrica, onde observa-se deterioração das condições econômicas para o consumidor e aumento na

identificação de irregularidades.

O plano de combate as perdas de energia da Enel Distribuição Ceará mantém suas ações com foco na prevenção e recuperação da receita, principalmente com projetos na recuperação de clientes cortados e irregulares, operações envolvendo dados de leitura e medição de clientes, mapeamento e conexão consumidores clandestinos.

Em relação ao indicador de arrecadação, a redução de 1,60 pontos percentuais reflete uma pequena piora de arrecadação com cobranças administrativas. Além disso, a Companhia tem atuado no sentido de mitigar os impactos da Resolução Normativa 878/20 da ANEEL, que havia suspenso temporariamente os cortes de energia, medida mais efetiva no combate a inadimplência, para a classe residencial e atividades consideradas essenciais. Para tal, foram realizadas ações de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equacionar valores em aberto.

¹ No 4T21 foi adotado uma nova metodologia para o cálculo de perdas, o qual 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).

* Dados prévios referente ao 1T22.

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL) E MARGENS (%)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	3.258.727	2.291.153	42,2%	4.251.278	-23,3%
Deduções à Receita Operacional	(1.225.892)	(690.387)	77,6%	(1.715.429)	-28,5%
Receita Operacional Líquida	2.032.835	1.600.766	27,0%	2.535.849	-19,8%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.761.281)	(1.422.959)	23,8%	(2.019.729)	-12,8%
EBITDA (2)*	354.067	264.267	34,0%	594.123	-40,4%
Margem EBITDA*	17,42%	16,51%	0,91 p.p	23,43%	-6,01 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	21,74%	18,97%	2,77 p.p	27,71%	-5,97 p.p
EBIT (3)*	271.554	177.807	52,7%	516.120	-47,4%
Margem EBIT*	13,36%	11,11%	2,25 p.p	20,35%	-6,99 p.p
Resultado Financeiro	(118.694)	(54.666)	>100,0%	(347.663)	-65,9%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(41.719)	(36.226)	15,2%	(39.152)	6,6%
Lucro Líquido	111.141	86.915	27,9%	129.305	-14,0%
Margem Líquida	5,47%	5,43%	0,04 p.p	5,10%	0,37 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	6,82%	6,24%	0,58 p.p	6,03%	0,79 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	1,43	1,12	27,9%	1,66	-14,0%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

(2) EBITDA: Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização, (3) EBIT: Lucro Antes dos Juros e Impostos sobre a Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.130.266	1.686.042	26,3%	2.748.388	-22,5%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(10.915)	(8.277)	31,9%	(7.318)	49,2%
Subvenção baixa renda	52.438	51.921	1,0%	49.503	5,9%
Subvenção de recursos da CDE	61.686	67.107	-8,1%	70.938	-13,0%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.233.475	1.796.793	24,3%	2.861.511	-21,9%
Ativos e passivos financeiros setoriais	381.860	102.427	>100,0%	495.082	-22,9%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	100.015	76.980	29,9%	102.939	-2,8%
Receita de construção	404.184	207.804	94,5%	391.976	3,1%
Venda de Energia Excedente - MVE	14.850	14.703	1,0%	30.121	-50,7%
Marcação a mercado de ativo indenizável	83.119	63.851	30,2%	328.258	-74,7%
Outras receitas	41.224	28.595	44,2%	41.391	-0,4%
Total - Receita Operacional Bruta	3.258.727	2.291.153	42,2%	4.251.278	-23,3%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 42,2% no 1T22 em relação ao 1T21. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T22, atingiu o montante de R\$ 2,9 bilhões, um aumento de R\$ 771,2 milhões em relação ao 1T21, cujo montante foi de R\$ 2,1 bilhões. O aumento da Receita Operacional Bruta é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento de R\$ 444,2 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 1T21, como resultado, principalmente, do maior volume de energia distribuído no período (3.104 GWh no 1T22 vs. 3.079 GWh no 1T21) além do reajuste médio tarifário de 8,54% aplicado a partir de abril de 2021 e o efeito da implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto.
- Aumento na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em R\$ 279,4 milhões, em função principalmente, da constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento de R\$ 23,0 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), resultado da recuperação do consumo impactado pelo resultado da pandemia do COVID-19 em 1T21.

Destaca-se ainda que no 4T21, a Companhia realizou a reclassificação da linha de marcação a mercado de ativo indenizável que até o 3T21 era lançada como Receita Financeira para a Receita Operacional. A contabilização do ativo financeiro está diretamente ligada à atividade principal da empresa e por essa razão, após análise detalhada, a Companhia entendeu que todas as receitas e atualizações monetárias relacionadas a tais ativos devem passar a ser contabilizadas como Receita Operacional. O impacto desta reclassificação no 1T21 corresponde ao montante de R\$ 83,1 milhões.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
ICMS	(548.009)	(426.008)	28,6%	(610.566)	-10,2%
COFINS - corrente	(172.576)	(125.217)	37,8%	(197.685)	-12,7%
PIS - corrente	(37.467)	(27.185)	37,8%	(42.919)	-12,7%
ISS	(1.755)	(1.784)	-1,6%	(1.469)	19,5%
Total - Tributos	(759.807)	(580.194)	31,0%	(852.639)	-10,9%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(15.213)	(13.191)	15,3%	(17.899)	-15,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(143.756)	(67.012)	>100,0%	(95.824)	50,0%
Encargos do consumidor - CCRBT	(304.857)	(29.130)	>100,0%	(746.808)	-59,2%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.259)	(860)	>100,0%	(2.259)	-
Total - Encargos Setoriais	(466.085)	(110.193)	>100,0%	(862.790)	-46,0%
Total - Deduções da Receita	(1.225.892)	(690.387)	77,6%	(1.715.429)	-28,5%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

As deduções da receita no 1T22 apresentaram um aumento de R\$ 535,5 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 31,0% (R\$ 179,6 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e PIS/COFINS corrente, com aumentos de R\$ 122,0 milhões e R\$ 57,6 milhões, respectivamente, em função de maior receita operacional;
- Aumento de R\$ 355,9 milhões nos encargos setoriais relativo, principalmente a Conta de Encargos do consumidor – CCRBT, relacionada com as bandeiras tarifárias, cujo aumento deve-se a implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto de 2021.

Custos e Despesas Operacionais

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

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia elétrica comprada para revenda	(823.834)	(732.050)	12,5%	(884.510)	-6,9%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(205.142)	(191.738)	7,0%	(403.864)	-49,2%
Total - Não gerenciáveis	(1.028.976)	(923.788)	11,4%	(1.288.374)	-20,1%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(44.312)	(52.820)	-16,1%	(43.404)	2,1%
Material e Serviços de Terceiros	(161.412)	(134.339)	20,2%	(132.611)	21,7%
Depreciação e Amortização	(82.513)	(86.460)	-4,6%	(78.003)	5,8%
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC	854	-	-	1	>100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(50.913)	9.934	<-100,0%	(67.603)	-24,7%
Custo de Construção	(404.184)	(207.804)	94,5%	(391.976)	3,1%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	209	(817)	<-100,0%	14.610	-98,6%
Perda de recebíveis de clientes	(4.563)	(13.092)	-65,1%	(22.821)	-80,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	34.660	5.723	>100,0%	31.012	11,8%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(20.131)	(19.496)	3,3%	(40.560)	-50,4%
Total - Gerenciáveis	(732.305)	(499.171)	46,7%	(731.355)	0,1%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.761.281)	(1.422.959)	23,8%	(2.019.729)	-12,8%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Os custos e despesas operacionais no 1T22 em relação ao 1T21 apresentaram um incremento de R\$ 338,3 milhões, ou 23,8%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da

Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1,4 bilhão, 11,7% ou um aumento de R\$ 141,9 milhões em relação ao montante registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 1,2 bilhão. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- Aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 233,1 milhões, no 1T22 (R\$ 36,8 milhões excluindo o efeito do custo de construção), explicado pela (i) aumento de R\$ 60,8 milhões na linha de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, decorrente da crise econômica, com deterioração do poder de consumo e pagamento da população, por conta da pandemia e aumento da conta de energia, e (ii) aumento de R\$ 27,1 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em função dos maiores gastos com manutenção e intervenções na rede, objetivando melhoria da qualidade e aumento do custo com serviços para leituras de medidores;
- Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis, de R\$ 105,2 milhões, no 1T22. Esse aumento, de 11,4%, está associado principalmente ao aumento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda, em um montante de R\$ 91,8 milhões.

EBITDA

A seguir apresentamos a conciliação dos valores que compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012:

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	111.141	86.915	27,9%	129.305	-14,0%
(+) Tributo sobre o Lucro (Nota explicativa 32)	(41.719)	(36.226)	15,2%	(39.152)	6,6%
(+) Resultado Financeiro (Nota explicativa 31)	(118.694)	(54.666)	>100,0%	(347.663)	-65,9%
(=) EBIT	271.554	177.807	52,7%	516.120	-47,4%
(+) Depreciações e Amortizações (Nota explicativa 30)	(82.513)	(86.460)	-4,6%	(78.003)	5,8%
(=) EBITDA	354.067	264.267	34,0%	594.123	-40,4%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

O EBITDA da Enel Ceará no 1T22 atingiu o montante de R\$ 354,1 milhões, o que representa um aumento de R\$ 89,8 milhões em relação ao 1T21. A margem EBITDA da Companhia no trimestre foi de 17,42%, um aumento de 0,91 p.p. em relação ao 1T21. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia no 1T22 foi de 21,74%, o que representa um aumento de 2,77 p.p. em relação ao 1T21.

O aumento no EBITDA foi impactado pelo efeito positivo da reclassificação da linha de marcação a mercado de ativo indenizável e pelo aumento da receita operacional conforme explicado anteriormente.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de aplicação financeira	4.911	1.194	>100,0%	1.266	>100,0%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	1.241	23.551	-94,7%	10.585	-88,3%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	39.162	3.091	>100,0%	23.147	69,2%
Marcação a mercado de ativo indenizável	-	-	-	(216.364)	-100,0%
Variação cambial de dívidas	191.541	-	-	(7.660)	<-100,0%
Variação cambial	(2.123)	1.223	<-100,0%	663	<-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	129	175.500	-99,9%	20.094	-99,4%
Outras receitas financeiras	6.405	1.631	>100,0%	1.580	>100,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(2.296)	(1.553)	47,8%	(1.961)	17,1%
Total - Receitas Financeiras	238.970	204.637	16,8%	(168.650)	<-100,0%
Despesas financeiras					
Variações monetárias de Dívidas	(26.810)	(28.813)	-7,0%	(39.044)	-31,3%
Variações cambial de dívidas	(125)	(92.240)	-99,9%	(20.598)	-99,4%
Variação cambial	(35)	-	-	(2.269)	-98,5%
Encargos de Dívidas e mútuos	(62.306)	(22.034)	>100,0%	(46.926)	32,8%
Encargos fundo de pensão	(1.896)	(1.697)	11,7%	(1.697)	11,7%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(31.599)	(6.183)	>100,0%	(23.985)	31,7%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(5.217)	(9.336)	-44,1%	(27.183)	-80,8%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(216.382)	(93.918)	>100,0%	(11.152)	>100,0%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(1.847)	(2.409)	-23,3%	(1.446)	27,7%
Outras despesas financeiras	(11.447)	(2.673)	>100,0%	(4.713)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	(357.664)	(259.303)	37,9%	(179.013)	99,8%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(118.694)	(54.666)	> 100,0%	(347.663)	-65,9%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 1T22 com uma despesa líquida de R\$ 118,7 milhões, representando um aumento de R\$ 64,0 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada principalmente pelo aumento líquido de R\$ 52,4 milhões nas rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas, variação cambial e encargos de dívidas e mútuos) devido, principalmente, ao aumento do CDI no 1T22 comparado ao 1T21, somado à um aumento no volume de empréstimos contratados em 2021.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

TRIBUTOS (IR/CSLL) E OUTROS (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
IR e CSLL (corrente e diferido)	(53.779)	(45.658)	17,8%	(28.175)	90,9%
Incentivo Fiscal SUDENE	12.060	9.432	27,9%	(10.977)	<-100,0%
Total	(41.719)	(36.226)	15,2%	(39.152)	6,6%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

As despesas totais, líquidas, com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no 1T22, registraram um aumento de R\$ 5,5 milhões, devido principalmente ao aumento nos impostos correntes e diferidos em razão do aumento do lucro contábil (lucro antes dos impostos) compensados pelo efeito positivo referente ao incentivo fiscal no trimestre versus o mesmo período do ano anterior.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	4.246.113	3.008.027	41,2%	3.714.368	14,3%
Dívida com Terceiros	2.966.750	2.506.461	18,4%	2.986.918	-0,7%
Dívida Intercompany	1.279.363	501.566	>100,0%	727.450	75,9%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	236.043	384.666	-38,6%	284.964	-17,2%
Dívida líquida (R\$ mil)	4.010.070	2.623.361	52,9%	3.429.404	16,9%
Dívida Bruta / EBITDA (2)*	2,58	3,04	-15,2%	2,47	4,5%
Dívida Líquida / EBITDA (3)*	2,43	2,65	-8,2%	2,28	6,9%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,54	0,48	14,9%	0,52	3,7%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,53	0,44	20,5%	0,50	5,0%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

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

A dívida bruta da Companhia encerrou o 1T22 em R\$ 4.246 milhões, um incremento de R\$ 1.238 milhões em relação ao 1T21. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para investimentos e capital de giro (R\$ 210 milhões captados com Scotiabank, R\$ 270 milhões com o BNP Paribas, R\$ 280 milhões com o Sumitomo, R\$ 272 com o Citibank e R\$ 896 milhões com a Enel Brasil), em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 350 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 852 milhões e R\$ 193 milhões.

A Companhia encerrou o 1T22 com o custo médio da dívida no período de 12,39% a.a.

Colchão de Liquidez*

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de março de 2022, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 80 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, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 800 milhões.

Devido uma maior necessidade de financiamento para realização de investimentos e cobertura de capital de giro da Companhia, a Aneel aprovou a ampliação do limite de mútuo em R\$ 600 milhões, através do despacho Nº 1.540 de 28 de maio de 2021, e posteriormente mais R\$ 500 milhões (despacho Nº 3.754 de 24 de novembro de 2021), totalizando um montante de R\$ 1.900 milhões.

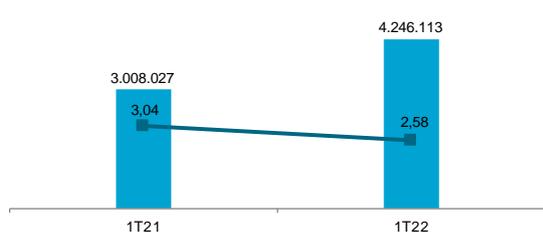
A Companhia também possui limite de mútuo com as mutuantes CDSA, Enel CIEN e CGTF. aprovado pela ANEEL, por meio do despacho Nº 647/2021, no valor de até R\$ 250 milhões.

Classificação de Riscos (Rating)

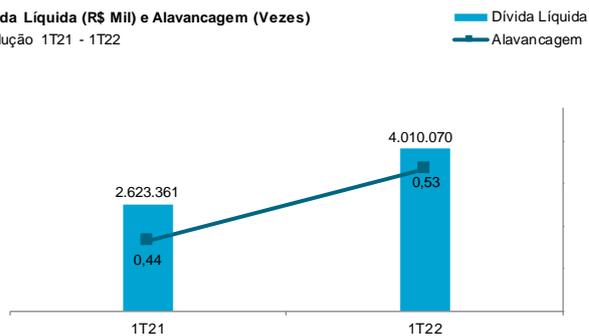
Em 09 de setembro de 2021, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

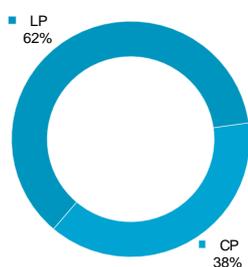
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Vezez)
Evolução 1T21 - 1T22



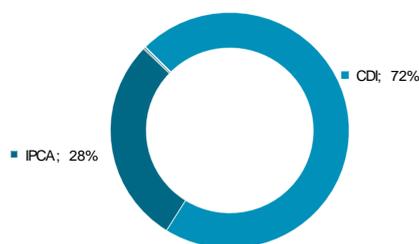
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezez)
Evolução 1T21 - 1T22



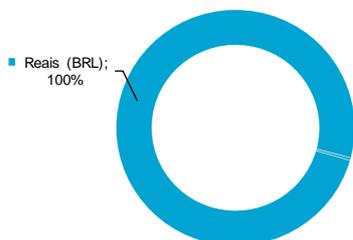
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Mar/22



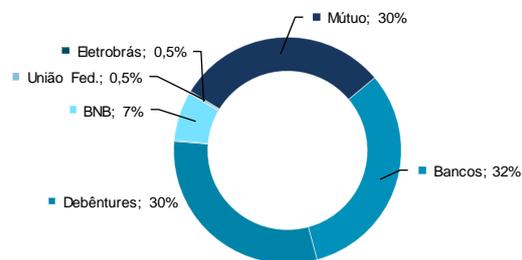
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Mar/22



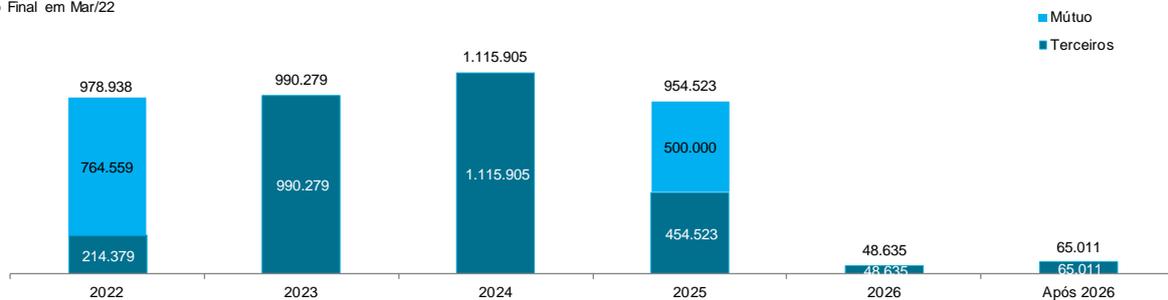
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Mar/22



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Mar/22



Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em Mar/22



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Novas Conexões	198.471	86.397	>100,0%	176.168	12,7%
Rede	80.152	20.076	>100,0%	147.373	-45,6%
Combate às Perdas	15.822	7.638	>100,0%	14.669	7,9%
Qualidade do Sistema Elétrico	32.856	9.617	>100,0%	86.114	-61,8%
Adequação à carga	31.474	2.821	>100,0%	46.590	-32,4%
Outros	76.234	90.196	-15,5%	75.688	0,7%
Total Investido	354.856	196.669	80,4%	399.229	-11,1%
Aportes / Subsídios	(13.367)	-	-	-	-
Investimento Líquido	341.489	196.669	73,6%	399.229	-14,5%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

No 1T22, a Companhia investiu R\$ 341,5 milhões, um aumento de 73,6% em comparação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na expansão, por meio de atividades de combate a perdas, qualidade do sistema e adequação de infraestrutura.

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Reajuste Tarifário 2022

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 19 de abril de 2022, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2022 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2022.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +13,43% composto por reajuste econômico de +12,88% e componente financeiro de +0,55%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +24,85%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	4,02%
Energia Comprada	4,32%
Encargos de Transmissão	-1,04%
Parcela A	7,30%
Parcela B	5,58%
Reajuste Econômico	12,88%
CVA Total	8,28%
Bandeira Escassez Híbrida	-2,18%
Conta Escassez Híbrida	-1,95%
Ressarcimento escassez Híbrida	-1,99%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	-2,93%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,32%
Reajuste Financeiro	0,55%
Reajuste Total	13,43%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	11,42%
Efeito Médio para o consumidor	24,85%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 11,55%, representando 7,30% no reposicionamento econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: aumento de 36,95%, representando 4,02% no reajuste econômico em função, principalmente, da redução do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético CDE Conta Covid;
- Energia Comprada: aumento de 9,60%, decorre principalmente do aumento dos contratos de disponibilidade de energia nova. Percebe-se também uma significativa contribuição do custo decorrente do contrato bilateral. O aumento do custo da compra de energia representa 4,32% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão: os custos de transmissão tiveram uma variação de -14,25%, correspondendo a um efeito de -1,04% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 15,16%, representando uma participação de 5,58% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 14,77%, no período de 12 meses findos em março de 2022; e
- Fator X de -0,39 %, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +1,17%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,48%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -1,09%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

Componentes financeiros: Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de R\$ 37.942, dentre os quais destacamos R\$ 568.258 positivos referentes aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), Sobrecontratação de R\$ 47.892 e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 138.699.

De acordo com o exposto acima, foi homologado o reajuste tarifário anual da Companhia, que conduz um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 24,85%, sendo de 24,16%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 25,09%, em média, para os consumidores na Baixa Tensão.

A Enel Distribuição Ceará esclarece que as tarifas são definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) com base no contrato de concessão, leis e regulamentos federais e a maioria dos custos embutidos na tarifa não são gerenciados pela Companhia. Estes valores são apenas arrecadados pela distribuidora que repassa às empresas de geração, transmissão e ao governo federal e estadual.

Os fatores que mais contribuíram para o reajuste foram justamente os custos não gerenciáveis, tais como: o fim do benefício tarifário da Conta-Covid, criada pela Aneel em 2020 para minimizar os impactos da pandemia no setor elétrico, a alta dos custos com encargos setoriais e a compra de energia.

Considerando o reajuste médio de 24,85% do ano de 2022, apenas cerca de 5% são destinados a Enel Distribuição Ceará para manutenção e investimentos na rede. Importante destacar que, com o fim da bandeira de escassez hídrica, o efeito do reajuste tarifário será praticamente nulo para o consumidor.

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 01/07/21 – A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,874 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.888/21).

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/07/21 – As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 3,971 (patamar 1) e R\$ 9,492 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.888/21).

O primeiro trimestre de 2021 foi marcado pela recuperação lenta dos níveis de reservatórios hidráulicos, assim a ANEEL publicou o acionamento da bandeira amarela para os meses de janeiro de 21 a março de 21. Com a piora do cenário hidrológico, a bandeira vermelha patamar 1 foi acionada em maio de 21 e em junho foi acionada a bandeira vermelha patamar 2.

O terceiro trimestre foi marcado pelo agravamento hidrológico do sistema elétrico brasileiro, nos meses de julho e agosto a bandeira vermelha patamar 2 ainda foi acionada. Além disso, em 31 de agosto de 2021, o Governo Federal determinou à ANEEL, por meio da Resolução CREG nº 3/2021, a implantação da Bandeira Escassez Hídrica a ser aplicada aos clientes cativos exceto os clientes Baixa Renda que continuarão a ter os valores de bandeira dentre os patamares já conhecidos (REH 2.888/21).

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

As bandeiras tarifárias que vigoraram no ano de 2021 e no primeiro trimestre de 2022, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2021	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	213,42	136,72	127,36	92,88	203,88	251,84	583,88	583,88	Resolução CREG nº 3/2021 - Bandeira Escassez Hídrica			
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												
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											
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 15 de dezembro de 2020, a Resolução Homologatória n.º 2.828 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2021. O PLD máximo foi fixado em R\$ 583,88/MWh e o valor mínimo em R\$ 49,77/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2021.

Em 14 de dezembro de 2021, a Resolução Homologatória n.º 2.994 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2022. O PLD máximo foi fixado em R\$ 646,58/MWh e o valor mínimo em R\$ 55,70/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2022.

Conta-Covid

Em 23 de junho de 2020, a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Covid (Resolução Normativa nº885/2020). Tal regulamento estabelece os critérios do empréstimo de um conjunto de banco às distribuidoras, com o objetivo de garantir o fluxo de caixa das empresas neste período de pandemia e evitar reajustes tarifários elevados.

Em 22 de julho de 2020, foram assinados os contratos entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e 16 instituições financeiras para formalizar e viabilizar os empréstimos para as distribuidoras de energia elétrica.

Em 31 de julho de 2020, iniciou-se, por meio do Despacho ANEEL nº 2.177, o recebimento pelas concessionárias dos recursos da conta covid. Em 19 de agosto de 2020, a ANEEL abriu a 2ª fase da Consulta Pública nº 035/20, com o objetivo de regulamentar o Art 6º do Decreto 10.350/20, que trata da recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de distribuição.

Em 16 de dezembro de 2020, a ANEEL, após avaliar as contribuições recebidas, decidiu abrir uma 3ª fase de discussão sobre as regras para o reequilíbrio econômico devido à pandemia, com prazo de contribuição até 01/02/2021. Vale destacar que em tal fase da consulta a ANEEL também discutiu a gradação do benefício do referido empréstimo, para alocação do spread bancário entre os consumidores e os distribuidores de energia elétrica, e a exposição involuntária devido à pandemia.

Em 23 de novembro de 2021, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 952 com as regras para avaliação de pedidos de reequilíbrio econômico em decorrência dos impactos decorrentes da pandemia.

Conforme tal norma, são itens passíveis de reequilíbrio a queda de faturamento devido à redução de mercado e a perda de arrecadação resultante do aumento de inadimplência. Ademais foram definidas a metodologia de cálculo da sobrecontratação involuntária resultante da redução de carga durante a pandemia e os critérios para ressarcimento aos consumidores dos custos associados à operação da Conta-Covid em 2020.

Ainda segundo tal regra, eventuais pedidos de reequilíbrio devem ser realizados em até 60 dias da publicação dos resultados da projeção de receitas irrecuperáveis, ocorrida por meio do Despacho ANEEL nº 539/2022.

ANEXO 1

DRE (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.258.727	2.291.153	42,2%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.233.475	1.796.793	24,3%
CVA	381.860	102.427	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	100.015	76.980	29,9%
Receita de Construção	404.184	207.804	94,5%
Outras Receitas	139.193	107.149	29,9%
Deduções da Receita Operacional	(1.225.892)	(690.387)	77,6%
Receita Operacional Líquida	2.032.835	1.600.766	27,0%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.028.976)	(923.788)	11,4%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(823.834)	(732.050)	12,5%
Encargos de conexão e uso da rede	(205.142)	(191.738)	7,0%
Custo/Despesa Operacional	(732.305)	(499.171)	46,7%
Pessoal	(44.312)	(52.820)	-16,1%
Material e Serviços de terceiros	(161.412)	(134.339)	20,2%
Depreciação e amortização	(82.513)	(86.460)	-4,6%
Provisões	(49.850)	(3.975)	>100,0%
Custo de construção	(404.184)	(207.804)	94,5%
Outros	30.097	5.723	>100,0%
Outras receitas/despesas operacionais	(20.131)	(19.496)	3,3%
EBITDA	354.067	264.267	34,0%
EBIT	271.554	177.807	52,7%
Resultado Financeiro	(118.694)	(54.666)	>100,0%
Receita Financeira	238.970	204.637	16,8%
Despesa Financeira	(357.664)	(259.303)	37,9%
Resultado antes dos impostos	152.860	123.141	24,1%
IR/CS	(41.719)	(36.226)	15,2%
Lucro/Prejuízo Líquido	111.141	86.915	27,9%