

# Comentários de Desempenho

1T22

Enel Distribuição São Paulo

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

29 de abril de 2022

**Relações com Investidores**

<http://ri.eneldistribuicaosp.com.br/> | [brasil.investorrelations@enel.com](mailto:brasil.investorrelations@enel.com)

**São Paulo, 29 de abril de 2022** – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (“ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO”), distribuidora de energia elétrica que atende 24 municípios paulistas (18 milhões de habitantes) divulga seus resultados do primeiro trimestre (“1T22”) de 2022. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

1

## DESTAQUES

### DESTAQUES NO PERÍODO

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	10.282	10.356	-0,7%	10.247	0,3%
Receita Bruta (R\$ mil)	8.395.636	6.661.089	26,0%	9.299.939	-9,7%
Receita Líquida (R\$ mil)	4.567.263	4.332.453	5,4%	5.756.756	-20,7%
EBITDA (R\$ mil)	1.004.649	585.259	71,7%	976.948	2,8%
Margem EBITDA (%)	22,0%	13,5%	8,5 p.p.	17,0%	5 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	23,6%	14,4%	9,1 p.p.	18,9%	4,7 p.p.
EBIT (R\$ mil)	825.927	423.562	95,0%	794.224	4,0%
Margem EBIT (%)	18,1%	9,8%	8,3 p.p.	13,8%	4,3 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	327.168	136.537	>100,0%	441.093	-25,8%
Margem Líquida (%)	7,2%	3,2%	4 p.p.	7,7%	-6,5%
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	7,7%	3,4%	4,3 p.p.	8,5%	-10,1%
CAPEX (R\$ mil)	356.555	253.041	40,9%	539.602	-33,9%
DEC - horas (12 meses)	6,82	7,64	-10,7%	6,77	0,7%
FEC - vezes (12 meses)	3,72	3,92	-5,1%	3,63	2,5%
Índice de Arrecadação (YTD)	100,09%	99,41%	0,7 p.p.	100,28%	-0,2 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	10,50%	11,10%	-0,6 p.p.	10,31%	0,2 p.p.
Nº de Consumidores (2)	7.596.880	7.404.400	2,6%	7.580.833	0,2%
Nº de Colaboradores Próprios (3)	4.372	5.500	-20,5%	4.441	-1,6%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	610	551	10,8%	586	4,1%
PMSO (4) /Consumidor	260,1	72,2	>100,0%	328,2	-20,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	451	559	-19,3%	434	3,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	16.848	13.239	27,3%	17.475	-3,6%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21 | (2) Unidades Faturadas | (3) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

2

## PERFIL CORPORATIVO

### Área de Concessão

#### DADOS GERAIS

	1T22	1T21	Var. %
Área de Concessão (Km²)	4.526	4.526	0,0%
Municípios (Qtde.)	24	24	0,0%
Habitantes (Qtde.) (1)	18.358.448	18.292.233	0,4%
Consumidores (Unid.)	7.596.880	7.404.400	2,6%
Linhas de Distribuição (Km)	44.196	44.051	0,3%
Linhas de Transmissão (Km)	1.838	1.835	0,2%
Subestações (Unid.)	162	162	0,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	40.809	39.188	4,1%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,73%	8,51%	0,2 p.p.
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	8,15%	8,23%	-0,1 p.p.

(1) Para ambos os trimestres foi utilizado o censo IBGE 2010 com projeção de população oficial

(2) Estimativa do número de Consumidores Brasil de acordo com ABRADEE

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

- 1 Pirapora do Bom Jesus
- 2 Cajamar
- 3 Santana de Parnaíba
- 4 Barueri
- 5 Osasco
- 6 Carapicuíba
- 7 Jandira
- 8 Itapevi
- 9 Vargem Grande Paulista
- 10 Cotia
- 11 Taboão da Serra
- 12 Embu das Artes
- 13 Itapeçica da Serra
- 14 São Lourenço da Serra
- 15 Embu-Guaçu
- 16 Juquitiba
- 17 São Paulo
- 18 Diadema
- 19 São Caetano do Sul
- 20 São Bernardo do Campo
- 21 Santo André
- 22 Rio Grande da Serra
- 23 Ribeirão Pires
- 24 Mauá

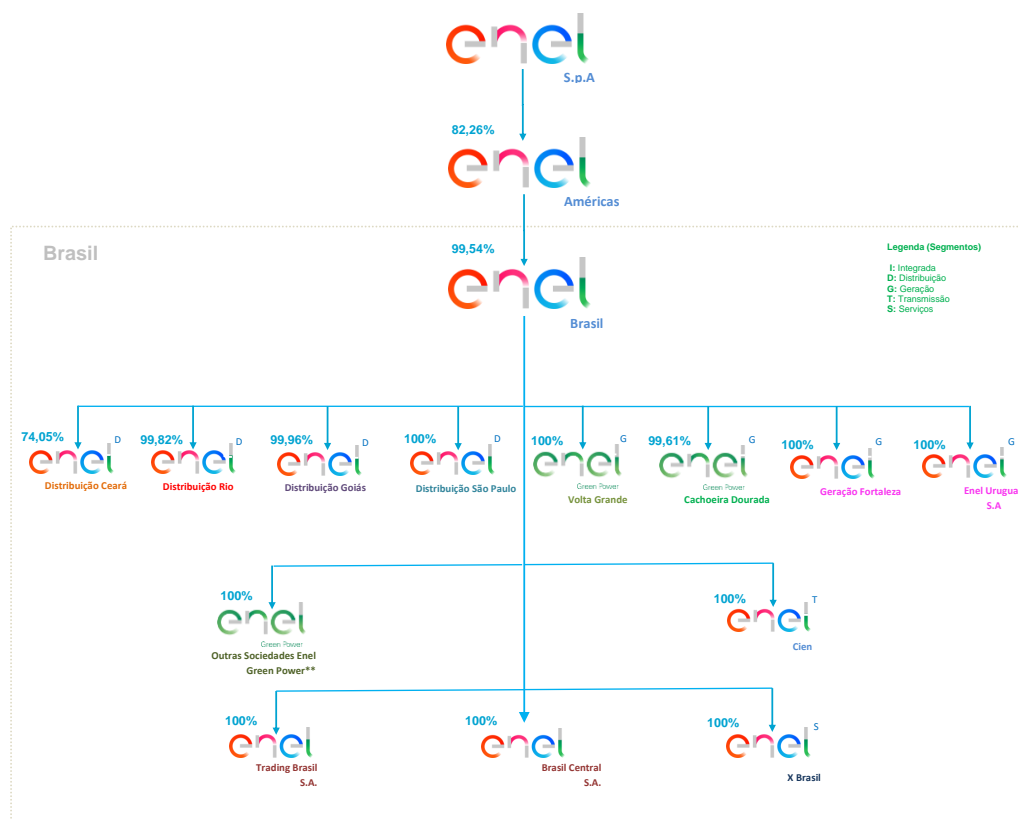


A Enel Distribuição São Paulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida, com presença em 24 municípios da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiro do país. A área de concessão, de 4.526 km², conta com 1.665 unidades consumidoras faturadas por km².

## Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

### ESTRUTURA DE CONTROLE

	ON	%	TOTAL	%
Enel Brasil S.A	197.466.862	100%	197.466.862	100%
Total	197.466.862	100%	197.466.862	100%



## DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

### Mercado de Energia

#### Unidades Consumidoras

##### NÚMERO DE CONSUMIDORES

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>7.593.951</b>	<b>7.401.978</b>	<b>2,6%</b>	<b>7.578.038</b>	<b>0,2%</b>
Residencial	7.143.592	6.955.502	2,7%	7.127.040	0,2%
Industrial	24.725	25.087	-1,4%	24.875	-0,6%
Comercial	405.555	401.164	1,1%	406.102	-0,1%
Rural	556	563	-1,2%	567	-1,9%
Setor Público	19.523	19.662	-0,7%	19.454	0,4%
<b>Cientes Livres</b>	<b>2.929</b>	<b>2.422</b>	<b>20,9%</b>	<b>2.795</b>	<b>4,8%</b>
Industrial	656	575	14,1%	644	1,9%
Comercial	2.213	1.788	23,8%	2.091	5,8%
Setor Público	53	52	1,9%	53	0,0%
Cias Energéticas	7	7	0,0%	7	0,0%
<b>Total - Número de Consumidores (faturados)</b>	<b>7.596.880</b>	<b>7.404.400</b>	<b>2,6%</b>	<b>7.580.833</b>	<b>0,2%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

A Companhia encerrou o 1T22 com um aumento de 2,6%, no número de unidades consumidoras faturadas em relação ao 1T21. Observa-se, no período, crescimento maior no mercado livre com destaque para a classe

comercial e industrial, com aumento de 23,8% e 14,1%, respectivamente, reflexo da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

### Venda de Energia na Área de Concessão<sup>1</sup>

A venda de energia na área de concessão da Enel Distribuição São Paulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 1T22 em 10.282 GWh, queda de 0,7% em relação ao 1T21.

#### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Mercado Cativo	7.135	7.294	-2,2%	7.122	0,2%
Cientes Livres	3.147	3.062	2,8%	3.125	0,7%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>10.282</b>	<b>10.356</b>	<b>-0,7%</b>	<b>10.247</b>	<b>0,3%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

### Mercado Cativo

O mercado cativo somou 7.135 GWh no 1T22, o que correspondeu a uma redução de 2,2% comparado ao 1T21 devido as temperaturas menores registradas no período e pelo retorno às atividades fora de casa.

A classe residencial apresentou no 1T22 uma redução de 2,6% vis-à-vis o 1T21. Justificado principalmente pelo retorno ao trabalho com o final das medidas mais restritivas de combate ao Covid 19.

Já na classe industrial, a redução de 6,5% no 1T22 é resultado do cenário macroeconômico nacional que se tem demonstrado desafiador, com juros crescentes e dificuldades na cadeia de produção, principalmente automotiva e alimentícia, além do efeito da migração destes clientes para o mercado livre.

A classe comercial registrou uma melhora no 1T22 vis-à-vis o 1T21 em decorrência da reabertura dos estabelecimentos e retomada das atividades fora de casa.

#### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Residencial	4.075	4.185	-2,6%	4.015	1,5%
Industrial	487	521	-6,5%	535	-9,0%
Comercial	2.081	2.068	0,6%	1.976	5,3%
Rural	8	7	12,8%	8	2,8%
Setor Público	484	513	-5,6%	589	-17,8%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>7.135</b>	<b>7.294</b>	<b>-2,2%</b>	<b>7.122</b>	<b>0,2%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

#### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWh/CONSUMIDOR)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Residencial	571	602	-5,2%	563	1,3%
Industrial	19.700	20.768	-5,1%	21.506	-8,4%
Comercial	5.131	5.155	-0,5%	4.865	5,5%
Rural	14.196	12.433	14,2%	13.547	4,8%
Setor Público	24.795	26.091	-5,0%	30.279	-18,1%
<b>Total - Venda per Capita no Mercado Cativo</b>	<b>940</b>	<b>985</b>	<b>-4,6%</b>	<b>940</b>	<b>0,0%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

### Cientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 3.147 GWh no 1T22, um aumento de 2,8% quando comparado ao 1T21, justificado pela retomada da economia e pela migração de clientes do mercado cativo.

<sup>1</sup> Não Inclui Consumo Próprio

## TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Industrial	1.337	1.382	-3,3%	1.435	-6,9%
Comercial	1.406	1.270	10,7%	1.296	8,5%
Setor Público	404	410	-1,5%	394	2,7%
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres</b>	<b>3.147</b>	<b>3.062</b>	<b>2,8%</b>	<b>3.125</b>	<b>0,7%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

## VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh/CONSUMIDOR)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Industrial	2.038	2.403	-15,2%	2.313	-11,9%
Comercial	635	710	-10,6%	613	3,6%
Setor Público (3)	7.623	7.885	-3,3%	6.814	11,9%
<b>Média - Transporte per Capita para Clientes Livres</b>	<b>1.074</b>	<b>1.045</b>	<b>2,8%</b>	<b>1.153</b>	<b>-6,8%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

## Compra de Energia

### FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Itaipu	1.845	1.915	-3,6%	1.956	-5,6%
Leilão (2)	6.903	7.047	-2,0%	6.334	9,0%
Angra 1 e 2	347	365	-4,9%	373	-6,9%
Proinfa	154	156	-1,8%	203	-24,3%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>9.249</b>	<b>9.482</b>	<b>-2,5%</b>	<b>8.866</b>	<b>4,3%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21 | (2) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

## BALANÇO DE ENERGIA (GWh)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
<b>Energia Consumida (GWh)</b>	<b>10.282</b>	<b>10.356</b>	<b>-0,7%</b>	<b>10.247</b>	<b>0,3%</b>
Residencial	4.075	4.185	-2,6%	4.015	1,5%
Industrial	487	521	-6,5%	535	-9,0%
Comercial	2.081	2.068	0,6%	1.976	5,3%
Rural	8	7	12,8%	8	2,8%
Setor público	484	513	-5,6%	589	-17,8%
Clientes Livres	3.147	3.062	2,8%	3.125	0,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (GWh)	1.579	1.265	24,8%	1.164	35,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (%)	13,21%	10,60%	2,6 p.p.	10,15%	3,1 p.p.

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

## Indicadores Operacionais

### INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
DEC - horas (12 meses)	6,82	7,64	-10,7%	6,77	0,7%
FEC - vezes (12 meses)	3,72	3,92	-5,1%	3,63	2,5%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	10,50%	11,10%	-0,6 p.p.	10,31%	0,2 p.p.
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	100,09%	99,41%	0,7 p.p.	100,28%	-0,2 p.p.
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	610	551	10,8%	586	4,1%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	451	559	-19,3%	434	3,9%
PMSO (2) / Consumidor	260,1	72,2	>100,0%	328,2	-20,7%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	16.848	13.239	27,3%	17.475	-3,6%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21 | (2) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

## Qualidade do Fornecimento

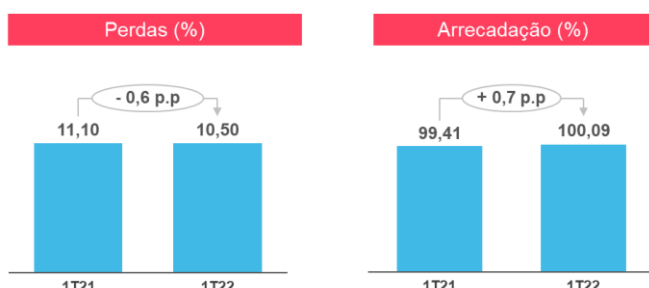


Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – 12 meses) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – 12 meses) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

No 1T22, os indicadores DEC apresentaram uma queda de 11% em relação ao 1T21. Embora esses indicadores tenham sido fortemente impactados pela

pandemia do Covid-19, com redução do contingente operacional e impacto na cadeia de suprimento logístico, principalmente em razão de atraso nas entregas de materiais e equipamentos, o 1T22 já refletiu os investimentos em tecnologia de rede focados em automação, como o aumento de religadores telecomandados e automatizados para o restabelecimento de energia, intensificação das ações de manutenção da rede e podas de árvore, além do desenvolvimento de equipes multitarefas. Adicionalmente, a Companhia incrementou os recursos de atendimento emergencial com equipes adicionais para suprir a redução das equipes de campo. Apesar disso, destaca-se que os indicadores de qualidade da Companhia encontram-se abaixo da meta regulatória estipulada pela ANEEL considerando os últimos doze meses até março de 2022.

## Disciplina de Mercado (Perdas)<sup>2</sup>



O percentual de perdas é a taxa obtida através da divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes, pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses.

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 10,50%<sup>3</sup>, sendo divididas entre perdas técnicas (5,06%) e não técnicas (5,46%). Em comparação ao 1T21, as perdas totais

apresentaram uma redução de 0,60 p.p. devido às ações do plano de perdas para controlarem o aumento da agressividade decorrentes do COVID19.

Um dos principais motivos de não haver uma redução maior de perdas é decorrente a um cenário de pandemia do Covid-19 e da crise hídrica, pois se trata de uma situação bastante adversa na economia de mercado com um elevado índice de desemprego, aumento da inflação, redução da renda média do empregado e um aumento nas identificações das irregularidades. Como também, com o crescimento da energia injetada temos o incremento da parte de perdas técnicas e a adequação dos períodos de faturamento dos clientes de média e alta tensão para o período civil de cada mês, a fim de atender a resolução 863/ANEEL.

Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se: (i) Inspeções de fraude: tem por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição. No 1T22 houve um incremento de 155% no número total de inspeções em comparação ao 1T21. (ii) Programa de recuperação de instalações cortadas: tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular. O incremento de instalações Cortadas/Autoreligadas que foram recuperadas no 1T22 é 118% acima do realizado em 1T21. (III) Regularização de ligações informais (clandestinas): Tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares. No 1T22 o número de instalações regularizadas diminuiu em 41% em

<sup>2</sup> Perdas Técnicas: Valores calculados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão determinado pela ANEEL. Referência Aneel: Referência de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil.

<sup>3</sup> Nota: A partir do 4T21, a metodologia de apuração de Perdas foi adequada aos padrões da Aneel, retroagindo seu efeito a partir de dezembro de 2020.

relação ao realizado em 1T21, devido principalmente ao aumento de ligações em áreas invadidas com proteção ambiental e a dificuldade na liberação das áreas com poder público.

## Arrecadação

O índice de arrecadação da companhia atingiu 100,09% no 1T22 contra 99,41% no mesmo período do ano anterior, representando um aumento de 0,7 p.p, devido ao aumento de arrecadação com cobranças administrativas, resultado das ações adotadas pela Companhia para reduzir os níveis de inadimplência. Além disso, a Companhia tem atuado no sentido de mitigar os impactos da Resolução Normativa 878/20 da ANEEL, que suspendeu 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.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### Resultado

#### PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	8.395.636	6.661.089	26,0%	9.299.939	-9,7%
Deduções à Receita Operacional	(3.828.373)	(2.328.636)	64,4%	(3.543.183)	8,0%
Receita Operacional Líquida	4.567.263	4.332.453	5,4%	5.756.756	-20,7%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (2)	(3.260.933)	(3.470.119)	-6,0%	(4.192.506)	-22,2%
<b>EBITDA</b>	<b>1.004.649</b>	<b>585.259</b>	<b>71,7%</b>	<b>976.948</b>	<b>2,8%</b>
Margem EBITDA	22,0%	13,5%	62,8%	17,0%	29,6%
<b>EBIT</b>	<b>825.927</b>	<b>423.562</b>	<b>95,0%</b>	<b>794.224</b>	<b>4,0%</b>
Margem EBIT	18,1%	9,8%	85,0%	13,8%	31,1%
Resultado Financeiro	(331.441)	(215.037)	54,1%	(262.873)	26,1%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(167.318)	(71.988)	132,4%	(90.258)	85,4%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>327.168</b>	<b>136.537</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>441.093</b>	<b>-25,8%</b>
Margem Líquida	7,2%	3,2%	127,3%	7,7%	-6,5%
Margem Líquida ex-Receita de Construção	7,7%	3,4%	127,8%	8,5%	-10,1%
<b>Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)</b>	<b>1,66</b>	<b>0,69</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>2,23</b>	<b>-0,26</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21 | (2) Não considera custo de construção, depreciação e amortização

### Receita Operacional Bruta

#### RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
<b>Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo</b>	<b>3.888.563</b>	<b>2.544.803</b>	<b>52,8%</b>	<b>3.851.577</b>	<b>1,0%</b>
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	538.845	515.406	4,5%	542.562	-0,7%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.517.567	2.408.192	4,5%	2.463.533	2,2%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(20.962)	(25.230)	-16,9%	(15.922)	31,7%
Receita de Construção	301.681	277.075	8,9%	587.303	-48,6%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	195.838	207.537	-5,6%	252.047	-22,3%
<b>Total - Outras Receitas Originadas com Clientes</b>	<b>3.532.969</b>	<b>3.382.980</b>	<b>4,4%</b>	<b>3.829.523</b>	<b>-7,7%</b>
Subvenção de Recursos da CDE	134.355	122.740	9,5%	134.045	0,2%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	690.347	502.784	37,3%	1.309.627	-47,3%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	149.402	107.782	38,6%	175.167	-14,7%
<b>Total - Outras Receitas</b>	<b>974.104</b>	<b>733.306</b>	<b>32,8%</b>	<b>1.618.839</b>	<b>-39,8%</b>
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>8.395.636</b>	<b>6.661.089</b>	<b>26,0%</b>	<b>9.299.939</b>	<b>-9,7%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 8,4 bilhões no 1T22, um aumento de 26% comparado ao 1T21. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T22, alcançou o montante de R\$ 8,1 bilhões, um aumento de R\$ 1,7 bilhão em relação ao 1T21, cujo montante foi de R\$ 6,4 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento na rubrica de Fornecimento de energia em R\$ 1,3 bilhão devido a implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto de 2021 e o reajuste tarifário de 2021 vigente desde julho de 2021;

- Maior ativo e passivo financeiro setorial, em R\$ 188 milhões, devido, principalmente à maior constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento de R\$ 133 milhões na receita pela disponibilidade do sistema – TUSD, incluindo os mercados cativo e livre, decorrentes do reajuste tarifário no período de 9,44%, sendo de parcela B o reajuste de 36,91%;
- Aumento de atualização do Ativo Financeiro da Concessão em R\$ 42 milhões, por conta do maior volume de investimentos realizados na área de concessão no período analisados.

## Deduções da Receita

### DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
ICMS	(1.298.786)	(1.032.509)	25,8%	(1.283.422)	1,2%
PIS	(94.934)	(84.121)	12,9%	(101.800)	-6,7%
COFINS	(437.824)	(387.531)	13,0%	(469.240)	-6,7%
ISS	(90)	(36)	150,0%	(91)	-1,1%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(1.831.634)</b>	<b>(1.504.197)</b>	<b>21,8%</b>	<b>(1.854.553)</b>	<b>-1,2%</b>
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(40.927)	(39.298)	4,1%	(49.059)	-16,6%
Encargo Setorial CDE (2)	(948.578)	(653.878)	45,1%	(637.030)	48,9%
TFSEE (3)	(7.087)	(4.977)	42,4%	(7.087)	0,0%
Encargos do consumidor - PROINFA	(30.173)	(25.865)	16,7%	(29.714)	1,5%
Encargos do consumidor - CCRBT (4)	(969.974)	(100.421)	>100,0%	(965.740)	0,4%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(1.996.739)</b>	<b>(824.439)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(1.688.630)</b>	<b>-1,2%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(3.828.373)</b>	<b>(2.328.636)</b>	<b>64,4%</b>	<b>(3.543.183)</b>	<b>8,0%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21 | (2) Conta de Desenvolvimento Energético

(3) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica | (4) Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária

As deduções totalizaram R\$ 3,8 bilhões no 1T22, um incremento de 64,4%, ou R\$ 1,5 bilhão em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- Aumento de 21,8%, R\$ 327,4 milhões no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e PIS/COFINS corrente, com aumentos de R\$ 266 milhões e R\$ 61 milhões, respectivamente;
- Aumento de R\$ 295 milhões nos encargos setoriais R\$870 milhões nos encargos do consumidor – CCRBT relacionado com as bandeiras tarifárias, cujo aumento deve-se pela implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto de 2021

## Custos e Despesas operacionais

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

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Parcela A					
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(1.806.496)	(2.078.135)	-13,1%	(2.343.997)	-22,9%
Encargos do Serviços dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(916.144)	(733.630)	24,9%	(1.230.180)	-25,5%
<b>Total - Não Gerenciáveis</b>	<b>(2.722.640)</b>	<b>(2.811.765)</b>	<b>-3,2%</b>	<b>(3.574.177)</b>	<b>-23,8%</b>
Despesas Operacionais					
Pessoal	(137.197)	(267.746)	-48,8%	(81.661)	68,0%
Previdência Privada	(1.534)	(1.588)	-3,4%	(2.202)	-30,3%
Serviços de Terceiros	(250.972)	(227.621)	10,3%	(232.970)	7,7%
Material	(3.920)	(13.471)	-70,9%	(5.494)	-28,7%
Depreciação e Amortização	(178.722)	(161.697)	10,5%	(182.724)	-2,2%
PECLD (2)	(69.406)	(47.905)	44,9%	(207.398)	-66,5%
Custo de Construção	(301.681)	(277.075)	8,9%	(587.303)	-48,6%
Provisão para processos judiciais e outros	(22.109)	(12.915)	71,2%	(16.381)	35,0%
Perda de recebíveis de clientes	(49.005)	(62.803)	-22,0%	(48.545)	0,9%
Receita de multas por impontualidade de clientes	33.871	27.286	24,1%	45.733	-25,9%
Outras receitas (despesas) operacionais	(38.021)	(51.591)	-26,3%	(69.410)	-45,2%
<b>Total - Despesas Operacionais (3)</b>	<b>(538.293)</b>	<b>(658.354)</b>	<b>-18,2%</b>	<b>(618.329)</b>	<b>-12,9%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)</b>	<b>(3.260.933)</b>	<b>(3.470.119)</b>	<b>-6,0%</b>	<b>(4.192.506)</b>	<b>-22,2%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21 | (2) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (3) Não considera Custo de Construção e Depreciação e Amortização

Os custos do serviço e despesas operacionais da Enel Distribuição São Paulo, excluindo depreciação, amortização e custo de construção, totalizaram R\$ 2,9 bilhões no 1T22, uma queda de R\$ 234 milhões em comparação com o 1T21. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:



Queda nos custos e despesas não-gerenciáveis (Parcela A), de R\$ 89 milhões: Os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 2,7 bilhões no 1T22, uma queda de 3,2% em comparação ao 1T21 (R\$ 2,8 bilhões), justificado principalmente pela queda de energia comprada para revenda no valor de R\$ 272 milhões em razão da redução de custos com energia comprada de Itaipu, resultado da depreciação do dólar no 1T22 versus 1T21;

Queda no grupo de despesas operacionais (custos gerenciáveis), de R\$ 162 milhões no 1T22 em comparação ao 1T21, excluindo custo de construção e depreciação e amortização. Essa queda deve-se, principalmente ao:

- Redução de R\$ 130 milhões relacionadas à despesa com Pessoal, como reflexo da estratégia da Companhia na digitalização e eficientização dos processos e maior capitalização de mão de obra própria;
- Queda de R\$ 13,7 milhões relacionado à Perda de Recebíveis de Clientes;
- Queda de R\$ 13,5 milhões em outras receitas (despesas) operacionais;
- Queda de R\$ 9,5 milhões em despesas com material.

## EBITDA

O EBITDA da Enel São Paulo no 1T22 atingiu o montante de R\$ 1,0 bilhão, o que representa um aumento de R\$ 419,4 milhões em relação ao 1T21. A margem EBITDA da Companhia no trimestre foi de 22,0%, um aumento de 8,5 p.p. em relação ao 1T21.

Segue abaixo a conciliação dos valores que compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, constantes das demonstrações contábeis da companhia, 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)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido do Período</b>	<b>327.168</b>	<b>136.537</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>441.093</b>	<b>-25,8%</b>
(+) Tributos sobre o Lucro	167.318	71.988	132,4%	90.258	85,4%
(+) Resultado Financeiro	331.441	215.037	54,1%	262.873	26,1%
<b>(=) EBIT</b>	<b>825.927</b>	<b>423.562</b>	<b>95,0%</b>	<b>794.224</b>	<b>4,0%</b>
(+) Depreciações e Amortizações	178.722	161.697	10,5%	182.724	-2,2%
<b>(=) EBITDA</b>	<b>1.004.649</b>	<b>585.259</b>	<b>71,7%</b>	<b>976.948</b>	<b>2,8%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

## Resultado Financeiro

### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Renda de Aplicações Financeiras	9.982	3.263	205,9%	6.792	47,0%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	20.555	50.873	-59,6%	21.975	-6,5%
Subvenções governamentais	511	699	-26,9%	573	-10,8%
Atualização de Créditos Tributários	663	86	>100,0%	334	98,5%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	16.035	4.682	>100,0%	10.471	53,1%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	51.699	1.667	>100,0%	42.312	22,2%
Instrumentos Financeiros de hedge	17.146	24.139	-29,0%	43.645	-60,7%
Ajuste MTM Dívida	13.860	51.153	-72,9%	44.773	-69,0%
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	1.556	218	>100,0%	(2.346)	<-100,0%
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	5.686	6.410	-11,3%	6.801	-16,4%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(2.918)	(3.079)	-5,2%	(3.667)	-20,4%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>134.775</b>	<b>140.111</b>	<b>-3,8%</b>	<b>171.663</b>	<b>-21,5%</b>
Despesas Financeiras					
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(128.991)	(41.950)	207,5%	(99.470)	29,7%
Variação monetária + Ajuste MTM - Dívida	(39.833)	(77.618)	-48,7%	(56.856)	-29,9%
Instrumentos Financeiros de hedge	(53.857)	(58.684)	-8,2%	(72.096)	-25,3%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(3.475)	(4.349)	-20,1%	(3.743)	-7,2%
Subvenções governamentais	(511)	(699)	-26,9%	(573)	-10,8%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(6.041)	(2.207)	>100,0%	(3.594)	68,1%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	10.256	1.072	>100,0%	12.395	-17,3%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(10.092)	(7.819)	29,1%	(7.798)	29,4%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(28.205)	(21.894)	28,8%	(34.662)	-18,6%
Atualização Acordo Eletrobras	(19.770)	(7.663)	>100,0%	(15.165)	30,4%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(148.487)	(117.182)	26,7%	(117.182)	26,7%
Comissão de fiança - partes relacionadas	(730)	(1.061)	-31,2%	(741)	-1,5%
Outras Despesas Financeiras	(37.496)	(14.775)	>100,0%	(37.096)	1,1%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(467.232)</b>	<b>(354.829)</b>	<b>31,7%</b>	<b>(436.581)</b>	<b>7,0%</b>
<b>Variações Cambiais</b>	<b>1.016</b>	<b>(319)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>2.045</b>	<b>-50,3%</b>
Variações cambiais - Empréstimos	282.698	(98.574)	<-100,0%	(55.531)	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(282.697)	98.575	<-100,0%	57.880	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	1.015	(320)	<-100,0%	(304)	<-100,0%
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(331.441)</b>	<b>(215.037)</b>	<b>54,1%</b>	<b>(262.873)</b>	<b>26,1%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

O Resultado Financeiro da Companhia encerrou o 1T22 com uma despesa de R\$ 331,4 milhões, uma redução de R\$ 116,4 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada basicamente pelo aumento líquido de despesa em R\$ 87,4 milhões nas rubricas de dívida (Instrumento financeiro derivativo, Variação Monetária e Cambial de Dívidas e Encargos de dívidas e mútuos) em decorrência do aumento de R\$ 87,0 milhões nas despesas de encargos, ocasionada, principalmente pelo aumento do CDI no 1T22 comparado ao 1T21, somado à um aumento no volume de empréstimos contratados. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 50,0 milhões de receita com Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial.

## Tributos (IR/CSLL)

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

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(103.246)	(7.959)	>100,0%	(8.032)	>100,0%
Contribuição Social Diferida	(16.960)	(16.950)	0,1%	(21.765)	-22,1%
Imposto de Renda Diferido	(47.112)	(47.079)	0,1%	(60.461)	-22,1%
<b>Total</b>	<b>(167.318)</b>	<b>(71.988)</b>	<b>132,4%</b>	<b>(90.258)</b>	<b>85,4%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

No 1T22, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R\$ 167,3 milhões, um aumento de R\$ 95,3 milhões em relação ao 1T21, explicado pelo maior lucro tributável apurado no período.

### INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Empréstimos, Financiamentos, Deb. E Derivativos	7.622.255	5.154.819	47,87%	6.837.725	11,47%
(-) Disponibilidades	(1.364.640)	(846.619)	61,19%	(1.115.269)	22,36%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>6.257.615</b>	<b>4.308.200</b>	<b>45,25%</b>	<b>5.722.455</b>	<b>9,35%</b>
<b>EBITDA (2)</b>	<b>3.544.447</b>	<b>2.754.941</b>	<b>28,66%</b>	<b>3.125.057</b>	<b>13,42%</b>
Dívida Bruta/EBITDA	2,15	1,87	14,93%	2,19	-1,72%
Dívida Líquida/EBITDA	1,77	1,56	12,90%	1,83	-3,59%
Dívida Bruta/(Dívida Bruta + PL)	0,74	0,66	12,23%	0,74	-0,18%
Dívida Líquida/(Dívida Líquida + PL)	0,70	0,62	13,32%	0,71	-0,77%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21; (2) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).

A Dívida Bruta<sup>4</sup> da Companhia encerrou o 1T22 em R\$ 7.622 milhões, um aumento de R\$ 2.467 milhões em relação ao 1T21. Essa variação deve-se principalmente às novas captações no montante de R\$ 4.476 milhões, sendo R\$ 2.199 milhões referentes à empréstimos na modalidade de 4131 para capital de giro, R\$ 1.295 milhões referentes a emissão da 25ª e 26ª emissão de debêntures, R\$ 325 milhões referentes à 7ª emissão de notas promissórias e R\$ 657 milhões referentes à mútuos com a sua controladora Enel Brasil, realizados para reforço de capital de giro da Companhia, somados às provisões de encargos de R\$ 470 milhões e variação monetária no período no montante de R\$ 11 milhões. Estes efeitos foram parcialmente compensados por liquidações de dívidas no valor total de (R\$ 2.563) milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 72 milhões e registrou custos de transação das operações vigentes, líquido das apropriações do período, no montante de R\$ 1 milhão.

Em relação às liquidações realizadas, destacam-se o encerramento do contrato da Fundação CESP (Vivest), no montante de R\$ 1.028 milhões em maio/2021, as liquidações de operações na modalidade de 4131 com SWAP com os bancos BNP e Citibank realizadas em abril e outubro/2021 no montante de R\$ 789 milhões e a liquidação da 1ª série da 23ª emissão de debêntures no montante de R\$ 704 milhões realizada em setembro/2021. Adicionalmente, a companhia liquidou juros relativos às emissões de debentures (23ª, 24ª e 25ª) no montante de R\$ 42 milhões.

<sup>4</sup> Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo e saldo líquido do derivativo.

<sup>2</sup> Valores não auditados pelos auditores independentes.

A Companhia encerrou o 1T22 com o custo médio da dívida no ano em 11,61% a.a.

#### Colchão de Liquidez<sup>5</sup>

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 dos Despachos Nº 3.037/2018, no valor de até R\$ 2.000 milhões, e por meio do Despacho Nº 647/2021, no valor de até R\$ 500 milhões, totalizando um montante de R\$ 2.500 milhões.

#### Índices Financeiros - Covenants

Conforme descrito na Nota Explicativa nº 14.7 das Demonstrações Contábeis referentes ao 1T22, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados com base em suas Informações Trimestrais e Demonstrações Contábeis Anuais, os quais foram atingidos em 31 de março de 2022. Segue abaixo o cálculo do *covenant* financeiro exigido nas emissões de debêntures (23ª, 24ª, 25ª e 26ª) e na 7ª emissão de notas promissórias.

#### INDICADORES FINANCEIROS (R\$ mil)

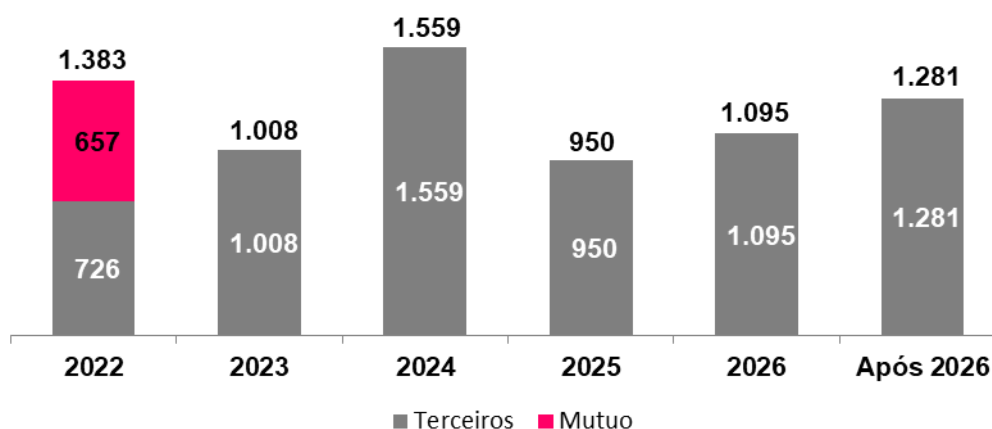
	1T22
Empréstimos, Financiamentos, Deb. e Derivativos	7.622.255
Fundo de Pensão	(539.527)
(-) Disponibilidades	(1.364.640)
<b>Dívida Líquida</b>	<b>5.718.088</b>
<b>EBITDA (1) (12 meses)</b>	<b>3.544.447</b>
(+) PDD	680.476
(+) Contingências	66.684
(+) Despesas com Entidade de Previdência Privada (últimos 12 meses)	6.582
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	19.424
<b>EBITDA (12 meses) - Ajustado 24ª Emissão</b>	<b>4.317.613</b>
(-) Impacto arrendamento operacional (CPC 06 / IFRS 16)	(32.968)
(-) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	(19.424)
<b>EBITDA (12 meses) - Ajustado 23ª Emissão</b>	<b>4.265.221</b>

(1) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).

#### Covenant Financeiro

Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 24ª, 25ª, 26ª Debênture e 7ª NP	1,32
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	1,34

#### Cronograma de Amortização (R\$ milhões)<sup>6</sup>

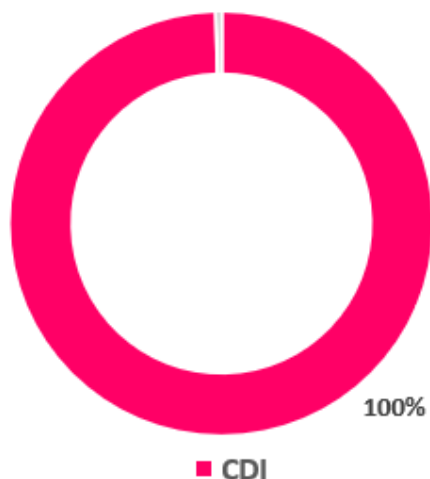


<sup>1</sup> Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo e saldo líquido do derivativo.

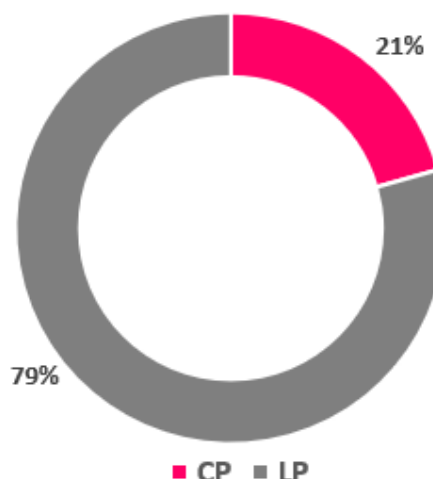
<sup>2</sup> Valores não auditados pelos auditores independentes.

<sup>3</sup> Fluxo composto por amortização de principal e custos a amortizar.

## Abertura da Dívida Bruta – Indexadores<sup>7</sup>



## Abertura da Dívida Bruta – Curto/Longo Prazo<sup>8</sup>



## Classificação de Riscos (Rating)<sup>9</sup>

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.

## Rating da Companhia<sup>8</sup>

Escala	Ratings	Nacional	Perspectiva
	Fitch	AAA	Estável
	Moody's	Aaa	Estável

Últimas atualizações: Fitch Set/2021 – Moody's Set/2020

## Investimentos

### INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Manutenção	202.373	133.719	51,3%	267.759	-24,4%
Crescimento	66.658	70.061	-4,9%	159.612	-58,2%
Novas Conexões	72.234	43.949	64,4%	98.769	-26,9%
<b>Financiado pela Companhia</b>	<b>341.265</b>	<b>247.729</b>	<b>37,8%</b>	<b>526.139</b>	<b>-35,1%</b>
Financiado pelo Cliente	15.291	5.312	187,8%	13.463	13,6%
<b>Total</b>	<b>356.555</b>	<b>253.041</b>	<b>40,9%</b>	<b>539.602</b>	<b>-33,9%</b>

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

<sup>4</sup> Não considera previdência.

<sup>5</sup> Não considera previdência.

<sup>6</sup> Quadro considera ratings válidos em 31 de dezembro de 2021

No 1T22, a Companhia investiu R\$ 356,6 milhões, montante 40,9% superior ao registrado no 1T21, alocados, em atividades de manutenção, crescimento e novas conexões. Do total investido, R\$ 341,3 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 15,3 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Para manutenção, foram investidos R\$ 202,4 milhões, 51,3% superior ao investido no 1T21, R\$ 68,7 milhões. Na parte de crescimento foram investimentos R\$ 66,7 milhões, 4,9% inferior ao investido no 1T21, R\$ 3,4 milhões. Nas novas conexões foram investidos R\$ 72,2 milhões, 64,4% superior ao investido no 1T21, R\$ 28,3 milhões. E para projetos financiados pelos clientes foram investidos R\$ 15,3 milhões, 187,8% acima do valor investido no 1T21, R\$ 10,0 milhões.

## OUTROS TEMAS

### Reajuste Tarifário Anual 2021

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 29 de junho, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2021 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2021.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +9,60% composto por reajuste econômico de +11,41% e componente financeiro de -1,81%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +9,44%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	3,68%
Energia Comprada	0,92%
Encargos de Transmissão	-2,26%
<b>Parcela A</b>	<b>2,34%</b>
<b>Parcela B</b>	<b>9,07%</b>
<b>Reajuste Econômico</b>	<b>11,41%</b>
CVA Total	8,14%
Mecanismos de mitigação tarifária	-10,63%
Reversão Conta Covid	-0,59%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,27%
<b>Reajuste Financeiro</b>	<b>-1,81%</b>
<b>Reajuste Total</b>	<b>9,60%</b>
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-0,17%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>9,44%</b>

### Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 3,11%, representando 2,34% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- **Encargos Setoriais:** R\$ 3.640 milhões. Um aumento de 20,48%, representando 3,68% no reajuste econômico em função, principalmente, do aumento de 42,38% do encargo com a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE;
- **Energia Comprada:** R\$ 7.674 milhões. O aumento de 2,07% decorre principalmente do aumento dos custos de Itaipu e dos contratos por disponibilidade de energia nova. O aumento do custo de compra de energia representa 0,92% no reajuste econômico; e
- **Encargos de Transmissão:** R\$ 1.767 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de -17,7%, correspondendo a um efeito de -2,26% no reajuste econômico. Destaca-se o reflexo do reperfilamento da remuneração dos ativos não depreciados referente a Rede Básica de Sistema

Existente (RBSE) nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e as novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão.

## Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 36,91%, representando uma participação de 9,07% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 36,65%, no período de 12 meses findos em junho de 2021; e
- Fator X de -0,25 %, composto por:
  - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,77%, previamente definido na 5ª Revisão Tarifária Periódica (“5RTP”) para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel SP;
  - Componente X-Q (qualidade do serviço) de 1,05%; e
  - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -2,07%, previamente definido na 5RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel SP.

## Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de -R\$ 304,59 milhões, dentre os quais destacamos R\$ 1.369 milhões positivos referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), Neutralidade de Encargos Setoriais e da Parcela A de R\$ 18,80 milhões, Sobrecontratação de R\$ 114,11 milhões e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 832,64 milhões. Por fim, vale destacar que foi considerado um financeiro negativo relativo à conta Covid de -R\$ 98,75 milhões, um valor adiantado de devolução do crédito tributário de alteração da base de cálculo do PIS/COFINS de R\$ 1,1 bilhão e um valor de diferimento da Parcela B de R\$ 280 milhões.

O reajuste tarifário médio de +9,44% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	3,67%
Baixa Tensão	11,38%
Efeito Médio	9,44%

## Bandeiras Tarifárias

Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), o sistema de bandeiras tarifárias estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

- Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 18,74/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 39,71/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 94,92/MWh

Em maio de 2018, um novo critério de acionamento das bandeiras tarifárias entrou em vigor, decorrente da audiência pública nº 061/17, que discutiu a revisão da metodologia das bandeiras e dos valores de suas faixas de acionamento.

As bandeiras tarifárias que vigoraram no ano de 2019 e no 1º semestre de 2020, foram reflexo das condições hidrológicas da época.

Vale destacar que em função da pandemia causada pelo coronavírus, a ANEEL decidiu, por meio do Despacho nº 1.511/20, de 26 de maio de 2020, suspender, em caráter excepcional e temporário, a aplicação das Bandeiras Tarifárias e acionar a bandeira verde até 31 de dezembro de 2020.

















Contudo, diante de condições hidroenergéticas adversas, em 30 de novembro de 2020, por meio do Despacho nº 3.364/20, a ANEEL decidiu revogar o Despacho nº 1.511/20 e reativou o sistema das bandeiras tarifárias, que retornou sua vigência a partir de 1º de dezembro de 2020 com o acionamento da bandeira vermelha - patamar 2.

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 jan21 a mar21. Com a piora do cenário hidrológico, a bandeira vermelha patamar 1 foi acionada em mai21 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. E 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 terem 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													

## Sobrecontratação Involuntária

Por meio do Despacho nº 2.508, de 27 de agosto de 2020, a ANEEL determinou os valores de sobrecontratação involuntárias de 2016 e 2017, porém sem levar em consideração fatos extraordinários como a compra compulsória no leilão A-1 de 2015 e as ações de máximo esforço que a ENEL SP tem enveredado para limitar o seu nível de contratação. Diante desta decisão entramos com solicitação de efeito suspensivo, o qual foi negado pela Diretora da ANEEL por meio do Despacho nº 2.923, de 13 de outubro de 2020.

O mérito da reconsideração da decisão do Despacho nº 2.508/20 ainda está sendo avaliado pela Agência Reguladora.

Para o ano de 2020, devido à pandemia da COVID-19, um dos maiores impactos foi a redução do consumo de energia elétrica, agravando o cenário de sobrecontratação das distribuidoras. Diante deste fato, importante destacar que o Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, classifica a redução de carga devido à COVID como involuntária. A ANEEL abriu a 3ª fase da Consulta Pública nº 035/2020 que dentre outros assuntos está



avaliando a metodologia de cálculo da redução de carga devido ao COVID em 2020 para fins de aplicação da involuntariedade na sobrecontratação.

### **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.

Para a Enel SP, o referido empréstimo é positivo, pois garante liquidez para o setor e alivia o impacto tarifário de 2020, pois os efeitos serão diluídos em 60 meses.

Em 19 de agosto, 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, com prazo de contribuição até 05/10.

Em 16 de dezembro, 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 de fevereiro de 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.