

# Comentários de Desempenho

Earnings Release 1T21

Enel Distribuição Ceará

Companhia Energética do Ceará

30 de abril de 2021

## Relações com Investidores

**Teobaldo José Cavalcante Leal**

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

**Isabel Regina Alcantara**

Responsável por Relações com Investidores

<https://www.enel.com.br/pt-ceara/investidores.html> | [brasil.investorrelations@enel.com](mailto:brasil.investorrelations@enel.com)

**Fortaleza, 30 de abril de 2021** – 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 (9,1 milhões de habitantes) divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2021 (1T21). 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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.078	2.961	4,0%	3.236	-4,9%
Receita Bruta (R\$ mil)	2.198.172	1.997.404	10,1%	2.449.070	-10,2%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.536.915	1.399.583	9,8%	1.742.544	-11,8%
EBITDA (2) (R\$ mil)	200.417	189.104	6,0%	214.168	-6,4%
Margem EBITDA (%)	13,04%	13,51%	-0,47 p.p	12,29%	0,75 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	15,08%	16,27%	-1,19 p.p	14,28%	0,80 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	113.957	123.011	-7,4%	133.861	-14,9%
Margem EBIT (%)	7,41%	8,79%	-1,38 p.p	7,68%	-0,27 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	86.916	82.635	5,2%	108.466	-19,9%
Margem Líquida	5,66%	5,90%	-0,24 p.p	6,22%	-0,56 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	6,54%	7,11%	-0,57 p.p	7,23%	-0,69 p.p
CAPEX (R\$ mil)	141.066	210.948	-33,1%	235.301	-40,0%
DEC (12 meses)	15,41	13,43	14,7%	16,51	-6,7%
FEC (12 meses)	5,93	5,89	0,7%	6,30	-5,9%
Índice de Arrecadação (12 meses)	99,34%	96,54%	2,80 p.p	98,59%	0,75 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,55%	14,64%	1,91 p.p	16,18%	0,37 p.p
Nº de Consumidores Totais	4.291.246	4.029.360	6,5%	4.319.448	-0,7%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.126	1.118	0,7%	1.122	0,4%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	300	364	-17,6%	308	-2,6%
PMSO (4)/Consumidor	48,36	37,55	28,8%	51,48	-6,1%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	418	433	-3,5%	411	1,7%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.260	9.443	11,4%	10.521	-2,5%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (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 4,3 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,2 milhões de habitantes.

### DADOS GERAIS\*

	1T21	1T20	Var. %
Área de Concessão (km <sup>2</sup> )	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.187.103	9.132.078	0,6%
Consumidores (Unid.)	4.291.246	4.029.360	6,5%
Linhas de Distribuição (Km)	150.692	147.977	1,8%
Linhas de Transmissão (Km)	5.425	5.342	1,6%
Subestações (Unid.)	118	118	-
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.871	12.185	-2,6%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,66%	4,56%	0,10 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,49%	2,53%	-0,04 p.p

(1) Estimativa do número de Habitantes do 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 1T21

## 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)\*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	51,24	37,09	38,2%	72,60	-29,4%
<b>Preferenciais A - PNA (COCE5)</b>	<b>55,79</b>	<b>48,30</b>	<b>15,5%</b>	<b>60,00</b>	<b>-7,0%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

variação sem ajuste por proventos

## Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

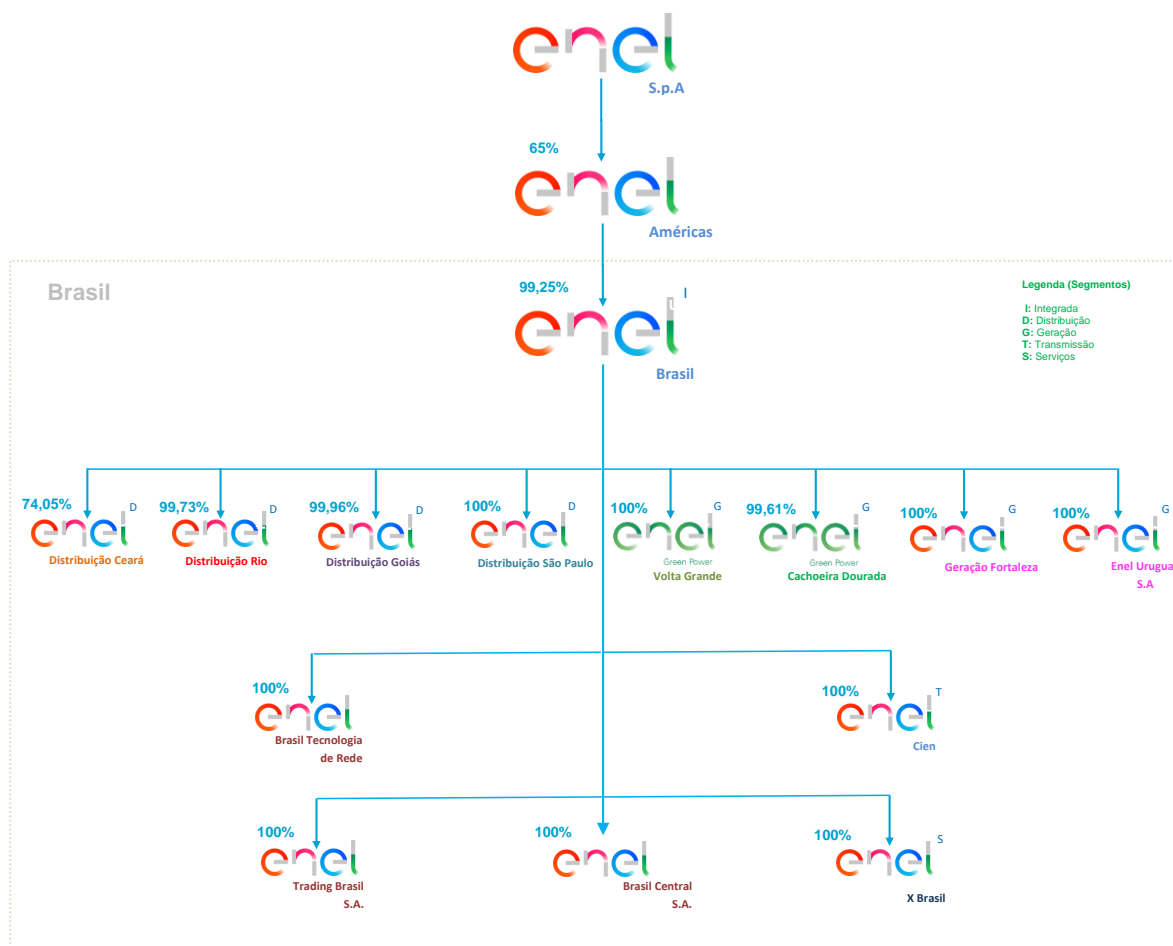
A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem a seguinte estrutura de controle:

### ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2021)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
<b>Controladores</b>	<b>47.064.245</b>	<b>97,91%</b>	<b>10.588.006</b>	<b>424</b>	<b>10.588.430</b>	<b>35,55%</b>	<b>57.652.675</b>	<b>74,05%</b>
Enel Brasil	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
<b>Não Controladores</b>	<b>1.003.692</b>	<b>2,09%</b>	<b>17.664.694</b>	<b>1.534.238</b>	<b>19.198.932</b>	<b>64,45%</b>	<b>20.202.624</b>	<b>25,95%</b>
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Onyx Latin América Equity Fund	-	-	1.687.600	-	1.687.600	5,67%	1.687.600	2,17%
Una Capital Ltda	-	-	1.490.268	-	1.490.268	5,00%	1.490.268	1,91%
Outros	1.003.692	2,09%	10.519.070	3.097	10.522.167	35,31%	11.525.859	14,80%
<b>Totais</b>	<b>48.067.937</b>	<b>100,0%</b>	<b>28.252.700</b>	<b>1.534.662</b>	<b>29.787.362</b>	<b>100,0%</b>	<b>77.855.299</b>	<b>100,0%</b>

(1) As ações ordinárias possuem Tag Along de 80%

## Posição em 31 de março de 2021



### 3 DESEMPENHO OPERACIONAL

#### Mercado de Energia

#### Unidades Consumidoras

##### NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)\*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>4.051.054</b>	<b>3.891.653</b>	<b>4,1%</b>	<b>4.003.663</b>	<b>1,2%</b>
Residencial - Convencional	2.415.775	2.310.486	4,6%	2.402.429	0,6%
Residencial - Baixa Renda	798.897	753.380	6,0%	773.619	3,3%
Industrial	6.086	6.355	-4,2%	6.197	-1,8%
Comercial	181.200	185.077	-2,1%	182.949	-1,0%
Rural	597.280	590.083	1,2%	587.795	1,6%
Setor Público	51.816	46.272	12,0%	50.674	2,3%
<b>Cientes Livres</b>	<b>509</b>	<b>357</b>	<b>42,6%</b>	<b>465</b>	<b>9,5%</b>
Industrial	156	121	28,9%	151	3,3%
Comercial	341	226	50,9%	302	12,9%
Rural	10	10	-	10	-
Setor Público	2	-	-	2	-
<b>Revenda</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>-</b>
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>4.051.565</b>	<b>3.892.012</b>	<b>4,1%</b>	<b>4.004.130</b>	<b>1,2%</b>
Consumo Próprio	319	302	5,6%	314	1,6%
Consumidores Ativos Não Faturados	239.362	137.046	74,7%	315.004	-24,0%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>4.291.246</b>	<b>4.029.360</b>	<b>6,5%</b>	<b>4.319.448</b>	<b>-0,7%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

A Companhia encerrou 1T21 com um incremento de 4,1% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrado no 1T20. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado nas classes residencial convencional, residencial baixa renda e setor público e reflete, sobretudo, resultado dos esforços em novas conexões no período.

No 1T21, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 96,8 milhões.

#### Venda de Energia na Área de Concessão

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.458	2.426	1,3%	2.603	-5,6%
Cientes Livres	618	531	16,4%	630	-1,9%
Revenda	2	4	-50,0%	3	-33,3%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>3.078</b>	<b>2.961</b>	<b>4,0%</b>	<b>3.236</b>	<b>-4,9%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

#### Mercado Cativo

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Residencial - Convencional	1.018	930	9,5%	1.047	-2,8%
Residencial - Baixa Renda	262	232	12,9%	259	1,1%
Industrial	129	152	-15,1%	158	-18,2%
Comercial	380	455	-16,5%	417	-8,8%
Rural	318	268	18,7%	367	-13,4%
Setor Público	352	390	-9,7%	356	-1,1%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>2.458</b>	<b>2.426</b>	<b>1,4%</b>	<b>2.603</b>	<b>-5,6%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

O crescimento de 1,4% observada no mercado cativo em relação ao 1T20 é explicada, principalmente, pelo crescimento de consumo nos segmentos residencial convencional, residencial baixa renda e rural.

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Residencial - Convencional	421	403	4,5%	436	-3,4%
Residencial - Baixa Renda	328	308	6,5%	334	-1,8%
Industrial	21.184	23.872	-11,3%	25.428	-16,7%
Comercial	2.098	2.456	-14,6%	2.278	-7,9%
Rural	532	453	17,4%	624	-14,7%
Setor Público	6.801	8.419	-19,2%	7.033	-3,3%
<b>Total - Venda per Capita no Mercado Cativo</b>	<b>607</b>	<b>623</b>	<b>-2,6%</b>	<b>650</b>	<b>-6,6%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

**Clientes Livres**
**TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)\***

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Industrial	428	397	7,8%	444	-3,5%
Comercial	163	130	25,4%	159	2,1%
Rural	5	4	25,0%	5	-1,6%
Setor Público	22	-	-	22	-2,4%
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*</b>	<b>618</b>	<b>531</b>	<b>16,4%</b>	<b>630</b>	<b>-1,9%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Industrial	2.744	3.278	-16,3%	2.938	-6,6%
Comercial	478	577	-17,2%	528	-9,5%
Rural	480	427	12,4%	487	-1,4%
Setor Público	10.950	-	-	11.215	-2,4%
<b>Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*</b>	<b>1.214</b>	<b>1.488</b>	<b>-18,4%</b>	<b>1.356</b>	<b>-10,5%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 1T21 em relação ao 1T20 (-18,4%) é atribuída, principalmente, a uma redução do padrão médio de consumo dos novos clientes livres industriais e comerciais, em comparação ao padrão de consumo dos que já se encontravam na base de clientes livres da Companhia no 1T20, agravados pelos efeitos da pandemia do Covid-19 e consequente contração da atividade econômica.

**Compra de Energia**
**COMPRA DE ENERGIA (GWH)\***

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	663	670	-1,0%	676	-1,9%
Angra 1 e 2	100	99	1,0%	100	-
PROINFA	51	56	-8,9%	67	-23,9%
Leilões e Quotas	2.336	2.387	-2,1%	2.555	-8,6%
<b>Total - Compra de Energia s/ CCEE</b>	<b>3.150</b>	<b>3.212</b>	<b>-1,9%</b>	<b>3.398</b>	<b>-7,3%</b>
Liquidação na CCEE	(32)	(114)	-71,9%	(66)	-51,5%
<b>Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída</b>	<b>3.118</b>	<b>3.098</b>	<b>0,6%</b>	<b>3.332</b>	<b>-6,4%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

## Balanço de Energia

### BALANÇO DE ENERGIA\*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	3.651	3.496	4,4%	3.944	-7,4%
Energia distribuída (GWh)	3.081	2.965	3,9%	3.239	-4,9%
Residencial - Convencional	1.018	930	9,5%	1.047	-2,8%
Residencial - Baixa Renda	262	232	12,9%	259	1,2%
Industrial	129	152	-15,1%	158	-18,4%
Comercial	380	455	-16,5%	417	-8,9%
Rural	318	268	18,7%	367	-13,4%
Setor Público	352	390	-9,7%	356	-1,1%
Clientes Livres	618	531	16,4%	630	-1,9%
Revenda	2	4	-50,0%	3	-33,3%
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	3	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	570	531	7,3%	705	-19,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	15,61%	15,19%	0,42 p.p	17,87%	-2,26 p.p

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

## Indicadores Operacionais

### INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE\*

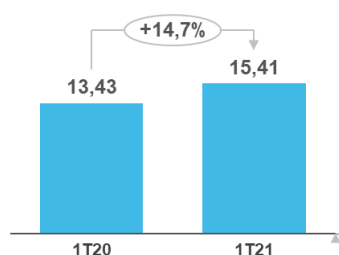
	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	15,41	13,43	14,7%	16,51	-6,7%
FEC 12 meses (vezes)	5,93	5,89	0,7%	6,30	-5,9%
Perdas de Energia 12 meses (%)*	16,55%	14,64%	1,91 p.p	16,18%	0,37 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,34%	96,54%	2,80 p.p	98,59%	0,75 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	300	364	-17,6%	308	-2,6%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	418	433	-3,3%	411	1,9%
PMSO (2)/Consumidor	48,36	37,55	28,8%	51,48	-6,1%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.260	9.443	11,4%	10.521	-2,5%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

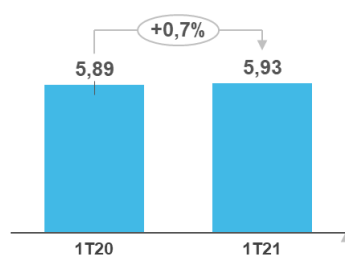
(2) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

## Qualidade do Fornecimento

DEC – horas



FEC – vezes



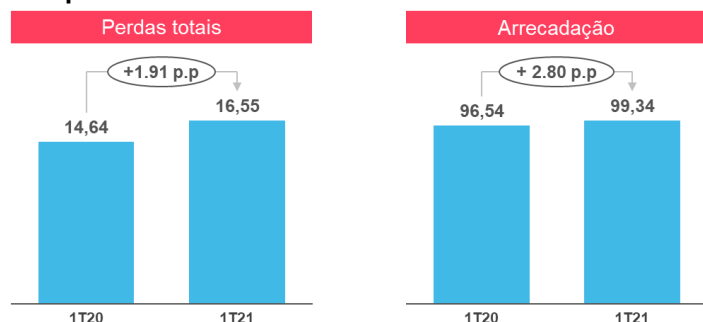
Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. O DEC apresentou um aumento de 14,7% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, enquanto o FEC apresentou um

incremento de 0,7%, como reflexo da redução no número de equipes de atendimento emergencial por causa da Pandemia da COVID-19 e ao elevado volume de chuvas registrado no período, contribuindo para o maior número de interferências na rede. Foi estabelecido um plano de melhoria desses indicadores em conjunto com o regulador e tem-se observado que as ações tomadas no último trimestre de 2020 para diminuir as incidências nas redes de média e baixa tensão começaram a mostrar resultado a partir do mês de dezembro de 2020.

A Companhia investiu R\$ 12,3 milhões em adequação à carga, qualidade e confiabilidade do sistema no 1T21 com o objetivo de evolução dos indicadores de qualidade operacional.

\* Dados prévios referente ao 1T21

## Disciplina de Mercado<sup>1</sup>



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 16,55%\* no 1T21, um aumento de 1,91 p.p. em relação às perdas registradas em 1T20, de 14,64%. O aumento é decorrente, principalmente, da maior agressividade em função do contexto econômico dos últimos trimestres, decorrente da pandemia do COVID-19, não obstante as medidas de auxílio à população anunciadas pelo governo.

Em relação ao indicador de arrecadação, o aumento de 2,80 pontos percentuais reflete, principalmente, o 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.

## 4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

### Resultado

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	2.198.172	1.997.404	10,1%	2.449.070	-10,2%
Deduções à Receita Operacional	(661.257)	(597.821)	10,6%	(706.526)	-6,4%
Receita Operacional Líquida	1.536.915	1.399.583	9,8%	1.742.544	-11,8%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.422.958)	(1.276.572)	11,5%	(1.608.683)	-11,5%
<b>EBITDA(2)*</b>	<b>200.417</b>	<b>189.104</b>	<b>6,0%</b>	<b>214.168</b>	<b>-6,4%</b>
Margem EBITDA*	13,04%	13,51%	-0,47 p.p	12,29%	0,75 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	15,08%	16,27%	-1,19 p.p	14,28%	0,80 p.p
EBIT(3)*	113.957	123.011	-7,4%	133.861	-14,9%
Margem EBIT*	7,41%	8,79%	-1,38 p.p	7,68%	-0,27 p.p
Resultado Financeiro	9.185	(20.004)	<-100,0%	41.705	-78,0%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(36.226)	(20.372)	77,8%	(67.100)	-46,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>86.916</b>	<b>82.635</b>	<b>5,2%</b>	<b>108.466</b>	<b>-19,9%</b>
Margem Líquida	5,66%	5,90%	-0,24 p.p	6,22%	-0,56 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	6,54%	7,11%	-0,57 p.p	7,23%	-0,69 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,12	1,06	5,2%	1,39	-19,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (3) EBIT: Resultado do Serviço

\* Dados prévios referente ao 1T21

## Receita Operacional Bruta

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.656.912	1.605.163	3,2%	1.740.345	-4,8%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(8.277)	(4.700)	76,1%	(8.236)	0,5%
Subvenção baixa renda	51.921	45.392	14,4%	50.567	2,7%
Subvenção de recursos da CDE	67.107	70.243	-4,5%	72.256	-7,1%
<b>Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo</b>	<b>1.767.663</b>	<b>1.716.098</b>	<b>3,0%</b>	<b>1.854.932</b>	<b>-4,7%</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	102.427	(58.646)	<-100,0%	248.094	-58,7%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	76.980	65.065	18,3%	74.001	4,0%
Receita de construção	207.804	236.983	-12,3%	243.031	-14,5%
Venda de Energia Excedente - MVE	14.703	11.466	28,2%	-	-
Outras receitas	28.595	26.438	8,2%	29.012	-1,4%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.198.172</b>	<b>1.997.404</b>	<b>10,1%</b>	<b>2.449.070</b>	<b>-10,2%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 10,1% no 1T21 em relação ao 1T20. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T21, alcançou o montante de R\$ 1,99 bilhão, um aumento de R\$ 229,9 milhões em relação ao 1T20, cujo montante foi de R\$ 1,76 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em R\$ 161,1 milhões, em função principalmente, da constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento de R\$ 51,7 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 1T20, como resultado, principalmente, do maior volume de energia distribuído no período (3.081 GWh no 1T21 vs. 2.965 GWh no 1T20) além do reajuste médio tarifário de 3,94% aplicado a partir de julho de 2020.

## Deduções da Receita

### DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
ICMS	(426.008)	(397.052)	7,3%	(438.373)	-2,8%
COFINS - corrente	(125.217)	(112.179)	11,6%	(146.231)	-14,4%
PIS - corrente	(27.185)	(24.355)	11,6%	(31.747)	-14,4%
ISS	(1.784)	(1.141)	56,4%	(1.218)	46,5%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(580.194)</b>	<b>(534.727)</b>	<b>8,5%</b>	<b>(617.569)</b>	<b>-6,1%</b>
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(13.191)	(11.435)	15,4%	(14.816)	-11,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(67.012)	(50.092)	33,8%	(72.418)	-7,5%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(860)	(1.567)	-45,1%	(1.723)	-50,1%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(81.063)</b>	<b>(63.094)</b>	<b>28,5%</b>	<b>(88.957)</b>	<b>-8,9%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(661.257)</b>	<b>(597.821)</b>	<b>10,6%</b>	<b>(706.526)</b>	<b>-6,4%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

As deduções da receita no 1T21 apresentaram um aumento de R\$ 63,4 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 8,5% (R\$ 45,5 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e PIS/COFINS corrente, com aumentos de R\$ 29,0 milhões e R\$ 15,8 milhões, respectivamente;
- Aumento de R\$ 16,9 milhões nos encargos setoriais relativo a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.



## Custos e Despesas Operacionais

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia elétrica comprada para revenda	(732.050)	(659.245)	11,0%	(885.352)	-17,3%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(191.738)	(82.070)	>100,0%	(186.579)	2,8%
<b>Total - Não gerenciáveis</b>	<b>(923.788)</b>	<b>(741.315)</b>	<b>24,6%</b>	<b>(1.071.931)</b>	<b>-13,8%</b>
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(52.820)	(43.486)	21,5%	(45.235)	16,8%
Material e Serviços de Terceiros	(134.339)	(116.544)	15,3%	(121.215)	10,8%
Depreciação e Amortização	(86.460)	(66.093)	30,8%	(80.307)	7,7%
Custos de Desativação de Bens	-	(4.643)	-100,0%	(7.804)	-100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	9.934	(40.892)	<-100,0%	37.210	-73,3%
Custo de Construção	(207.804)	(236.983)	-12,3%	(243.032)	-14,5%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(817)	(8.168)	-90,0%	(7.727)	-89,4%
Perda de recebíveis de clientes	(13.092)	(1.564)	>100,0%	(14.487)	-9,6%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	2.611	3.414	-23,5%	16.766	-84,4%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(16.383)	(20.298)	-19,3%	(70.921)	-76,9%
<b>Total - Gerenciáveis</b>	<b>(499.170)</b>	<b>(535.257)</b>	<b>-6,7%</b>	<b>(536.752)</b>	<b>-7,0%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional</b>	<b>(1.422.958)</b>	<b>(1.276.572)</b>	<b>11,5%</b>	<b>(1.608.683)</b>	<b>-11,5%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

Os custos e despesas operacionais no 1T21 em relação ao 1T20 apresentaram um incremento de R\$ 146,4 milhões, ou 11,5%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 1T21, alcançaram o montante de R\$ 1.215,2 milhões, 16,9% ou R\$ 175,6 milhões superior ao montante registrado no 1T20, de R\$ 1.039,6 milhões. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:

- Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis, de R\$ 182,5 milhões, no 1T21:

Esse aumento, de 24,6%, está associado principalmente aos maiores encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R\$ 109,7 milhões, refletindo o aumento no reajuste anual das transmissoras em julho de 2020 e aumento de custo de energia comprada para revenda no montante de R\$ 72,8 milhões em relação ao primeiro trimestre do ano passado.

- Redução nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 6,9 milhões, no 1T21, excluindo o efeito do custo de construção. Essa redução é explicada, principalmente, por:
  - Menor Provisão para Créditos de Liquidação duvidosa no montante de R\$ 50,8 milhões decorrente, sobretudo, de reversão de provisão, dada a melhor expectativa para recebimento de créditos vencidos com a intensificação do processo de cobrança no primeiro trimestre e medidas mais flexíveis relativas à suspensão dos cortes de energia por meio da REN 878/20, da ANEEL;

Esse efeito foi parcialmente compensado por:

- Aumento nas despesas com materiais e serviços de terceiros em R\$ 17,8 milhões, principalmente, em função dos maiores gastos com manutenção e intervenções na rede, objetivando melhoria da qualidade;
- Aumento no grupo de Perda de recebíveis de clientes no montante de R\$ 11,5 milhões, com maiores baixas de créditos vencidos há mais de cinco anos, justificado principalmente pelo efeito do COVID-19;
- Aumento de R\$ 9,4 milhões com despesa de pessoal, em função de constituição de provisão para reestruturação organizacional relativa à digitalização, modernização e automação do seu modelo de negócio.

## 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)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Lucro Líquido do Exercício	86.915	82.635	5,2%	108.466	-19,9%
(+) Tributo sobre o Lucro (Nota explicativa 32)	36.226	20.372	77,8%	67.100	-46,0%
(+) Resultado Financeiro (Nota explicativa 31)	(9.185)	20.004	<-100,0%	(41.705)	-78,0%
(=) EBIT	113.956	123.011	-7,4%	133.861	-14,9%
(+) Depreciações e Amortizações (Nota explicativa 30)	87.247	66.093	32,0%	80.307	8,6%
(=) EBITDA	201.203	189.104	6,4%	214.168	-6,1%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

## Resultado Financeiro

### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de aplicação financeira	1.194	-	-	1.987	-39,9%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	23.551	10.172	>100,0%	27.086	-13,1%
Receita de ativo indenizável	63.851	23.203	>100,0%	90.704	-29,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	3.091	4.252	-27,3%	(12.931)	<-100,0%
Variação Cambial	1.223	3.525	-65,3%	(880)	<-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	175.500	143.635	22,2%	(88.784)	<-100,0%
Outras receitas financeiras	1.631	785	>100,0%	7.095	-77,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.553)	(680)	>100,0%	(999)	55,5%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>268.488</b>	<b>184.892</b>	<b>45,2%</b>	<b>23.278</b>	<b>&gt;100,0%</b>
Despesas financeiras					
Variações monetárias de Dívida e Debêntures	(28.813)	(16.177)	78,1%	(26.147)	10,2%
Variações cambial de dívidas	(92.240)	(142.030)	-35,1%	90.554	<-100,0%
Encargos de Dívidas e Juros de Debêntures	(22.034)	(24.593)	-10,4%	(24.981)	-11,8%
Encargos fundo de pensão	(1.697)	(1.579)	7,5%	(1.405)	20,8%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(6.183)	-	-	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhist	(9.336)	(8.366)	11,6%	(10.104)	-7,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(93.918)	(4.995)	>100,0%	435	<-100,0%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(1.098)	(2.028)	-45,9%	(267)	>100,0%
Outras despesas financeiras	(3.984)	(5.128)	-22,3%	(9.658)	-58,7%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(259.303)</b>	<b>(204.896)</b>	<b>26,6%</b>	<b>18.427</b>	<b>&lt;-100,0%</b>
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>9.185</b>	<b>(20.004)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>41.705</b>	<b>-78,0%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

O Resultado Financeiro líquido da Companhia encerrou o 1T21 com uma receita líquida de R\$ 9,2 milhões, uma melhora de R\$ 29,2 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa melhora se dá, principalmente pelo (i) aumento da receita de ativo indenizável, em um montante de R\$ 40,6 milhões, em função da sua atualização pela variação do IPCA acumulado; e (ii) maior receita de juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes em um montante de R\$ 13,4 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela maior despesa com variações monetárias de dívida e debêntures, no valor de R\$ 12,6 milhões, impactada pelo aumento da variação do IPCA em relação ao 1T20 e maior despesa líquida de variação monetária de ativos e passivos setoriais no montante de R\$ 7,3 milhões.

## Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
IR e CSLL	(45.658)	(35.180)	29,8%	(83.411)	-45,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	9.432	14.808	-36,3%	16.311	-42,2%
<b>Total</b>	<b>(36.226)</b>	<b>(20.372)</b>	<b>77,8%</b>	<b>(67.100)</b>	<b>-46,0%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

As despesas totais, líquidas, com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Incentivos Fiscais (Sudene) no 1T21, registraram um aumento de R\$ 15,9 milhões, devido ao aumento da base de cálculo desses tributos e redução do incentivo fiscal SUDENE gerado por menor base incentivada.

## Endividamento

### INDICADORES DE ENVIDAMENTO

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	3.008.027	2.547.820	18,1%	2.425.793	24,0%
Dívida com Terceiros	2.506.461	2.547.820	-1,6%	2.425.793	3,3%
Dívida Intercompany	501.566	-	-	-	-
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	384.666	234.736	63,9%	258.391	48,9%
Dívida líquida (R\$ mil)	2.623.361	2.313.084	13,4%	2.167.402	21,0%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado(2)	3,76	2,50	50,4%	2,90	29,5%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado(2)	3,28	2,27	44,5%	2,60	26,4%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,48	0,44	7,5%	0,43	11,1%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,44	0,42	5,5%	0,40	10,2%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

(2) EBITDA ajustado: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa + Recuperação/Perda de recebíveis de clientes + Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia encerrou o 1T21 em R\$ 3.008,0 milhões, um incremento de R\$ 460,2 milhões em relação ao 1T20. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para investimentos e capital de giro (R\$ 550 milhões captados com Scotiabank e R\$ 500 milhões de mutuo com a Enel Finance International N.V.), em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 156 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 691 milhões e R\$ 93 milhões.

A Companhia encerrou o 1T21 com o custo médio da dívida no período de 6,30% a.a., ou CDI + 4,20% a.a.

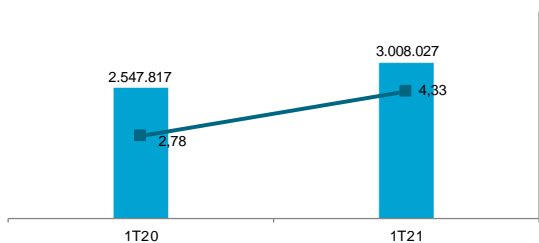
### Colchão de Liquidez\*

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limite de mútuos com partes relacionadas aprovado pela ANEEL, por meio do Despacho Nº 2.979, até 11 de dezembro de 2022, no valor de até R\$ 800.000.

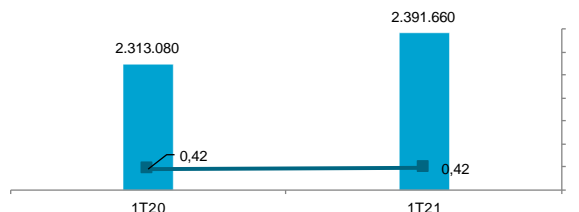
### Classificação de Riscos (Rating)

Em 14 de setembro de 2020, 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.

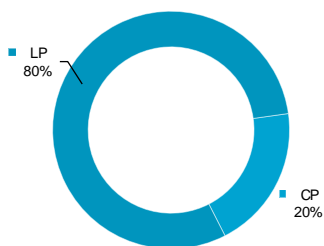
**Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA\* (Veze)**  
Evolução 1T21 - 1T20



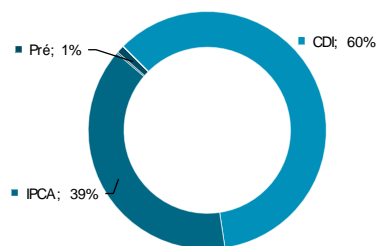
**Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)**  
Evolução 1T21 - 1T20



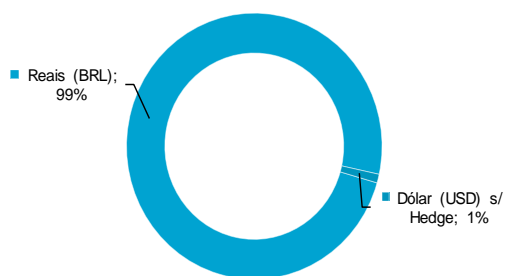
**Abertura da Dívida Bruta - CP e LP**  
Posição Final em Mar/21



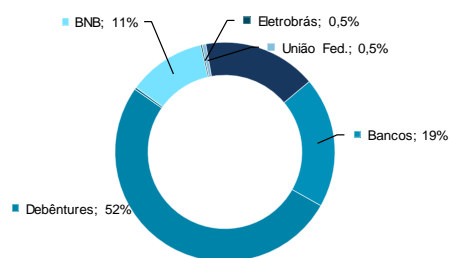
**Abertura da Dívida Bruta - Indexadores**  
Posição Final em Mar/21



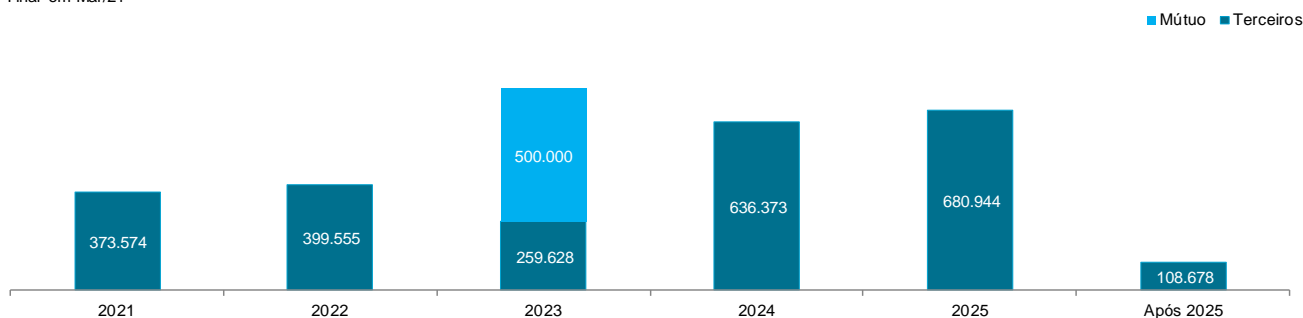
**Abertura da Dívida Bruta - Moedas**  
Posição Final em Mar/21



**Abertura da Dívida Bruta - Credor**  
Posição Final em Mar/21



**Curva de Amortização (R\$ Mil)**  
Posição Final em Mar/21



## Investimentos

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Novas Conexões	96.758	144.018	-32,8%	158.004	-38,8%
Rede	19.898	28.944	-31,3%	38.345	-48,1%
Combate às Perdas	7.591	11.720	-35,2%	9.803	-22,6%
Qualidade do Sistema Elétrico	9.515	1.148	>100,0%	19.539	-51,3%
Adequação à carga	2.791	16.076	-82,6%	9.003	-69,0%
Outros	24.410	37.986	-35,7%	38.952	-37,3%
<b>Total Investido</b>	<b>141.066</b>	<b>210.948</b>	<b>-33,13%</b>	<b>235.301</b>	<b>-40,0%</b>
Aportes / Subsídios	-	(11.772)	-100,0%	-	-
<b>Investimento Líquido</b>	<b>141.066</b>	<b>199.176</b>	<b>-29,2%</b>	<b>235.301</b>	<b>-40,0%</b>

(1) Variação entre 1T21 e 4T20;

- No 1T21, a Companhia investiu R\$ 141,1 milhões, uma redução de 33,1% em comparação ao mesmo período do ano anterior, em função de diferente distribuição ao longo do ano na execução financeira dos projetos ligados à expansão, modernização e digitalização da rede de distribuição.

## OUTROS TEMAS RELEVANTES

### Reajuste Tarifário 2021

Em 22 de abril de 2021, a ANEEL homologou o índice de Reajuste Tarifário Anual da Enel Distribuição Ceará, a vigorar a partir de 22 de abril de 2021 até 21 de abril de 2022, que conduziu ao efeito médio percebido pelos consumidores de 8,95%, sendo 10,21% para os consumidores em alta tensão e 8,54% para os consumidores em baixa tensão.

Neste processo de reajuste de 2021, destacam as ações setoriais, como o reperfilamento dos custos de transmissão, a antecipação das receitas de ultrapassagem de demanda, a antecipação da devolução dos créditos de PIS/COFINS e o diferimento de parcela B, que contribuíram para atenuação do índice tarifário em -11,11 p.p.

### Bandeira Tarifária

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: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 13,43/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 41,69/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 62,43/MWh.













Em função da pandemia, a ANEEL decidiu, por meio do Despacho nº1.511/20, suspender, em caráter excepcional e temporário, a aplicação das Bandeiras Tarifárias e acionar a bandeira verde até 31 de dezembro de 2020. Desta forma, de junho a dezembro, não existiu definição de PLD gatilho pela CCEE para as bandeiras tarifárias.

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.

As bandeiras tarifárias que vigoraram no ano de 2020 e no primeiro trimestre de 2021, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	291,00	185,56	57,23	39,68	39,68							

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

2021	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Amarela	Amarela	Amarela									
PLD gatilho - R\$/MWh	213,42	136,72	127,36									

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

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

Em 17 de dezembro de 2019, a Resolução Homologatória n.º 2.655 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2020. O PLD máximo foi fixado em R\$ 559,75/MWh e o valor mínimo em R\$ 39,68/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2020.

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.

### 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 n.º 2.177, o recebimento pelas concessionárias dos recursos da conta-Covid. A Enel Ceará recebeu um total de R\$ 530,4 milhões ao longo dos meses de julho a dezembro de 2020.

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. Vale destacar que em tal fase da consulta, a ANEEL também vai discutir a gradação do benefício do referido empréstimo, para alocação do spread bancário entre os consumidores e os distribuidores de energia elétrica.

### **Sobrecontratação Involuntária**

No reajuste tarifário de 2020, de forma similar ao ocorrido quando dos processos tarifários de 2019 e 2018, a ANEEL manteve o componente de sobrecontratação involuntária referente ao ano civil de 2016 em caráter provisório.

Em 27 de agosto de 2020, por meio do Despacho nº 2.508, a ANEEL determinou os valores definitivos de sobrecontratação involuntárias de 2016 e 2017, porém em montantes inferiores ao reconhecido pela Companhia. Os valores determinados pela agência não levam em consideração fatos extraordinários como a compra compulsória no leilão A-1 de 2015 e as ações de máximo esforço que a Companhia tem enveredado para limitar o seu nível de contratação. Diante desta decisão a Companhia entrou com solicitação de efeito suspensivo, o qual se encontra em fase de análise na 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 deverá instruir processo para determinar a metodologia de cálculo da redução de carga devido ao COVID em 2020.