

Comentários de Desempenho

Earnings Release 3T21 / 9M21

Enel Distribuição Ceará

Companhia Energética do Ceará

26 de outubro de 2021

Relações com Investidores

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

Fortaleza, 26 de outubro 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 (9,2 milhões de habitantes) divulga seus resultados do terceiro trimestre de 2021 (3T21) e dos nove meses de 2021 (“9M21”). 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 DO PERÍODO

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	3.404	2.922	16,5%	3.064	11,1%	9.549	8.512	12,2%
Receita Bruta (R\$ mil)	3.147.495	1.958.864	60,7%	2.542.953	23,8%	7.888.620	5.803.147	35,9%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.257.799	1.385.663	62,9%	1.778.944	26,9%	5.573.658	4.124.787	35,1%
EBITDA (3) (R\$ mil)	141.027	153.460	-8,1%	299.926	-53,0%	641.370	469.843	36,5%
Margem EBITDA (%)	6,25%	11,07%	-4,82 p.p	16,86%	-10,61 p.p	11,51%	11,39%	0,12 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	7,17%	13,31%	-6,14 p.p	19,85%	-12,68 p.p	13,34%	13,82%	-0,48 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)	65.491	77.812	-15,8%	223.627	-70,7%	403.075	259.427	55,4%
Margem EBIT (%)	2,90%	5,62%	-2,72 p.p	12,57%	-9,67 p.p	7,23%	6,29%	0,94 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	83.043	47.961	73,1%	189.323	-56,1%	359.282	156.714	>100,0%
Margem Líquida	3,68%	3,46%	0,22 p.p	10,64%	-6,96 p.p	6,45%	3,80%	2,65 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,22%	4,16%	0,06 p.p	12,53%	-8,31 p.p	7,47%	4,61%	2,86 p.p
CAPEX (R\$ mil)	250.706	238.433	5,1%	241.566	3,8%	688.941	675.067	2,1%
DEC (12 meses)*	13,25	14,82	-10,6%	14,06	-5,8%	13,25	14,82	-10,6%
FEC (12 meses)*	5,35	6,13	-12,7%	5,45	-1,8%	5,35	6,13	-12,7%
Índice de Arrecadação (12 meses)	99,01%	98,80%	0,21 p.p	100,26%	-1,25 p.p	99,01%	98,80%	0,21 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,68%	15,10%	1,58 p.p	16,64%	0,04 p.p	16,68%	15,10%	1,58 p.p
Nº de Consumidores Totais	4.388.860	4.288.548	2,3%	4.348.591	0,9%	4.388.860	4.288.548	2,3%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.117	1.126	-0,8%	1.149	-2,8%	1.117	1.126	-0,8%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	313	306	2,3%	287	9,1%	878	892	-1,6%
PMSO (5)/Consumidor	91,39	43,40	>100,0%	53,73	70,1%	191,91	77,15	>100,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	404	450	-10,2%	408	-1,0%	404	450	-10,2%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.867	9.534	14,0%	10.661	1,9%	10.867	9.534	14,0%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

(3) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização, (4) EBIT: resultado do serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

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

DADOS GERAIS*

	3T21	3T20	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.)	4.111.023	4.288.548	-4,1%
Linhas de Distribuição (Km)	148.896	149.412	-0,3%
Linhas de Transmissão (Km)	5.428	5.377	0,9%
Subestações (Unid.)	119	118	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.792	11.811	8,3%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,73%	4,60%	0,13 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,57%	2,51%	0,06 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 3T21

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)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	65,90	66,00	-0,2%	87,36	-24,6%	65,90	66,00	-0,2%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	57,80	59,89	-3,5%	61,00	-5,2%	57,80	59,89	-3,5%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21 (2) Variação entre 9M21 e 9M20

variação sem ajuste por proventos

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

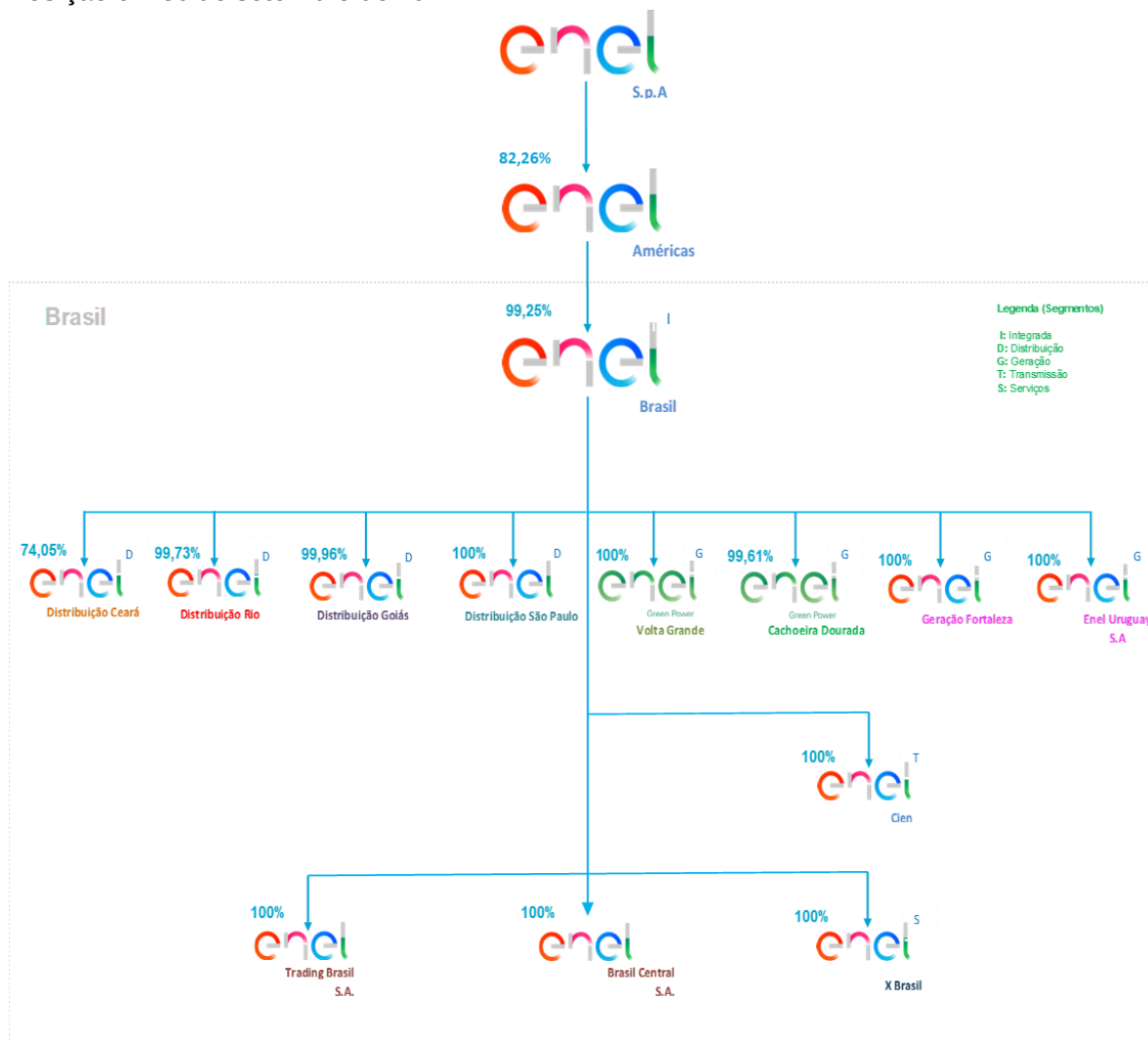
A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem a seguinte estrutura de controle:

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2021)

	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%	10.682.446	3.097	10.685.543	35,87%	11.689.235	15,01%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

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

Posição em 30 de setembro de 2021



DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Mercado Cativo	4.110.165	3.957.746	3,9%	4.088.614	0,5%	4.110.165	3.957.746	3,9%
Residencial - Convencional	2.539.717	2.383.034	6,6%	2.537.931	0,1%	2.539.717	2.383.034	6,6%
Residencial - Baixa Renda	748.738	742.266	0,9%	721.974	3,7%	748.738	742.266	0,9%
Industrial	6.071	6.255	-2,9%	6.194	-2,0%	6.071	6.255	-2,9%
Comercial	183.179	183.934	-0,4%	182.662	0,3%	183.179	183.934	-0,4%
Rural	580.726	591.867	-1,9%	591.878	-1,9%	580.726	591.867	-1,9%
Setor Público	51.734	50.390	2,7%	47.975	7,8%	51.734	50.390	2,7%
Cientes Livres	535	430	24,4%	522	2,5%	535	430	24,4%
Industrial	165	141	17,0%	160	3,1%	165	141	17,0%
Comercial	356	277	28,5%	348	2,3%	356	277	28,5%
Rural	10	10	-	10	-	10	10	-
Setor Público	4	2	100,0%	4	-	4	2	100,0%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.110.702	3.958.178	3,9%	4.089.138	0,5%	4.110.702	3.958.178	3,9%
Consumo Próprio	321	311	3,2%	321	-	321	311	3,2%
Consumidores Ativos Não Faturados	277.837	330.059	-15,8%	259.132	7,2%	277.837	330.059	-15,8%
Total - Número de Consumidores	4.388.860	4.288.548	2,3%	4.348.591	0,9%	4.388.860	4.288.548	2,3%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

A Companhia encerrou 3T21 com um incremento de 3,9% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrado no 3T20. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial convencional.

No 3T21, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 145,5 milhões.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.732	2.349	16,3%	2.455	11,3%	7.646	7.056	8,4%
Cientes Livres	666	570	16,8%	602	10,6%	1.886	1.436	31,3%
Revenda	3	3	-	3	-	9	9	-
Total - Venda e Transporte de Energia	3.401	2.922	16,4%	3.060	11,1%	9.540	8.501	12,2%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Residencial - Convencional	1.275	941	35,5%	1.037	23,0%	3.341	2.858	16,9%
Residencial - Baixa Renda	250	242	3,3%	249	0,4%	750	717	4,6%
Industrial	151	159	-5,0%	142	6,3%	422	423	-0,2%
Comercial	386	370	4,3%	359	7,5%	1.125	1.170	-3,8%
Rural	327	296	10,5%	285	14,7%	929	837	11,0%
Setor Público	343	340	0,9%	383	-10,4%	1.078	1.051	2,6%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.732	2.349	16,3%	2.455	11,3%	7.646	7.056	8,4%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

O crescimento de 16,3% observado no mercado cativo em relação ao 3T20 é explicado, principalmente, pelo aumento de clientes, principalmente da classe residencial convencional. No acumulado do ano, o aumento foi de 8,4%, principalmente nas classes Residencial e Rural, em função, sobretudo, do mesmo efeito comentado no trimestre.

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Residencial - Convencional	502	395	27,1%	409	22,7%	1.315	1.199	9,7%
Residencial - Baixa Renda	334	326	2,5%	345	-3,2%	1.002	966	3,7%
Industrial	24.872	25.448	-2,3%	22.986	8,2%	69.560	67.636	2,8%
Comercial	2.107	2.013	4,7%	1.965	7,2%	6.142	6.358	-3,4%
Rural	563	500	12,6%	481	17,0%	1.600	1.414	13,2%
Setor Público	6.630	6.756	-1,9%	7.978	-16,9%	20.840	20.863	-0,1%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	665	594	12,0%	600	10,8%	1.860	1.783	4,3%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Industrial	464	417	11,3%	428	8,4%	1.320	1.031	28,0%
Comercial	172	127	35,4%	146	17,8%	481	357	34,7%
Rural	5	5	-	5	-	15	13	15,4%
Setor Público	25	22	13,6%	23	8,7%	70	35	100,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	666	570	16,8%	602	10,6%	1.886	1.436	31,3%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Industrial	2.812	2.956	-4,9%	2.675	5,1%	8.001	7.451	7,4%
Comercial	483	457	5,7%	419	15,3%	1.350	1.292	4,5%
Rural	500	456	9,6%	471	6,2%	1.451	1.332	8,9%
Setor Público	6.250	10.977	-43,1%	5.868	6,5%	17.594	21.408	-17,8%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	1.245	1.325	-6,0%	1.153	8,0%	3.524	3.422	3,0%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

O aumento de 16,8% no transporte de energia aos clientes livres no 3T21 em relação ao 3T20 é atribuído, principalmente, a retomada do crescimento econômico e consequentemente ao padrão de consumo dos clientes livres da Companhia mediante a redução do padrão médio de consumo dos clientes livres industriais e comerciais verificado em 2020, resultado dos efeitos da pandemia do Covid-19 e contração da atividade econômica. No acumulado do ano, o aumento verificado no consumo médio dos clientes livres foi de 31,3%.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Itaipu	678	676	0,3%	671	1,0%	2.012	2.016	-0,2%
Angra 1 e 2	102	100	2,0%	101	1,0%	303	297	2,0%
PROINFA	63	63	-	59	6,8%	173	175	-1,1%
Leilões e Quotas	2.548	2.464	3,4%	2.390	6,6%	7.271	7.235	0,5%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.392	3.303	2,7%	3.220	5,3%	9.759	9.724	0,4%
Liquidação na CCEE	(152)	(231)	-34,2%	(140)	8,6%	(328)	(804)	-59,2%
Total - Compra de Energia	3.240	3.072	5,5%	3.080	5,2%	9.431	8.920	5,7%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.859	3.587	7,6%	3.609	6,9%	11.114	10.150	9,5%
Energia distribuída (GWh)	3.404	2.925	16,4%	3.064	11,1%	9.549	8.512	12,2%
Residencial - Convencional	1.275	941	35,5%	1.037	23,0%	3.341	2.858	16,9%
Residencial - Baixa Renda	250	242	3,3%	249	0,4%	750	717	4,6%
Industrial	151	159	-5,0%	142	6,3%	422	423	-0,2%
Comercial	386	370	4,3%	359	7,5%	1.125	1.170	-3,8%
Rural	327	296	10,5%	285	14,7%	929	837	11,0%
Setor Público	343	340	0,9%	383	-10,4%	1.078	1.051	2,6%
Clientes Livres	666	570	16,8%	602	10,6%	1.886	1.436	31,3%
Revenda	3	3	-	3	-	9	9	-
Consumo Próprio	3	3	-	4	-25,0%	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	455	662	-31,3%	546	-16,7%	1.564	1.640	-4,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	11,79%	18,45%	-6,66 p.p	15,12%	-3,33 p.p	11,79%	18,45%	-6,66 p.p

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

Indicadores Operacionais

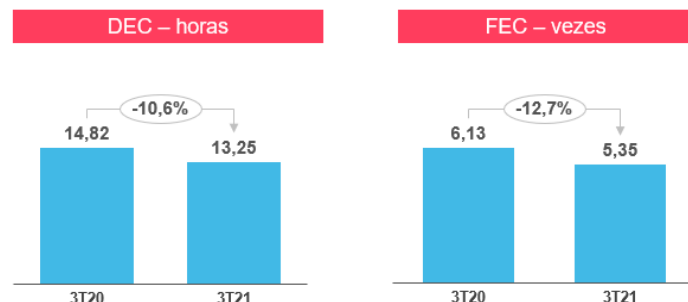
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)*	13,25	14,82	-10,6%	14,06	-5,8%	13,25	14,82	-10,6%
FEC 12 meses (vezes)*	5,35	6,13	-12,7%	5,45	-1,8%	5,35	6,13	-12,7%
Perdas de Energia 12 meses (%)	16,68%	15,10%	1,58 p.p	16,64%	0,04 p.p	16,68%	15,10%	1,58 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,01%	98,80%	0,21 p.p	100,26%	-1,25 p.p	99,01%	98,80%	0,21 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	313	306	2,1%	287	9,1%	878	892	-1,6%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	404	415	-2,7%	402	0,5%	404	450	-10,2%
PMSO (3)/Consumidor	91,39	47,02	94,4%	54,54	67,6%	191,91	77,15	>100,0%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.867	9.534	14,0%	10.661	1,9%	10.867	9.534	14,0%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

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

Qualidade do Fornecimento

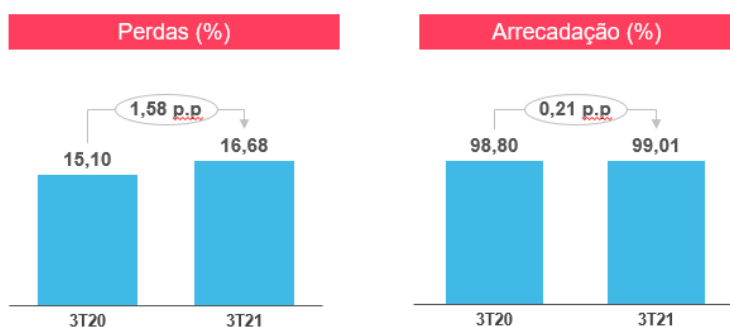


Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. O DEC apresentou uma queda de 10,6% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior. O FEC apresentou uma redução de 12,7%. 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\$ 27 milhões em adequação à carga, qualidade e confiabilidade do sistema no 3T21 com o objetivo de evolução dos indicadores de qualidade operacional.

Disciplina de Mercado¹



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 16,68% em 3T21, um aumento de 1,58 p.p. em relação às perdas registradas em 3T20, de 15,10%. Para o período 9M21 com as perdas de 16,26%, a variação apresentou um aumento de 0,74 p.p. em relação ao 9M20. Um dos principais motivos para o aumento das perdas está relacionado à pandemia do Covid-19 e a

crise hídrica, onde observa-se deterioração das condições econômicas para o consumidor e aumento na identificação de irregularidades. A piora no índice de perdas também é reflexo da 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.

Em relação ao indicador de arrecadação, o aumento de 0,21 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 havia suspendido 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.

* Dados prévios referente ao 3T21

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	3.147.495	1.958.864	60,7%	2.542.953	23,8%	7.888.620	5.803.147	35,9%
Deduções à Receita Operacional	(889.696)	(573.201)	55,2%	(764.009)	16,5%	(2.314.962)	(1.678.360)	37,9%
Receita Operacional Líquida	2.257.799	1.385.663	62,9%	1.778.944	26,9%	5.573.658	4.124.787	35,1%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(2.192.308)	(1.307.851)	67,6%	(1.555.317)	41,0%	(5.170.583)	(3.865.360)	33,8%
EBITDA(3)*	141.027	153.460	-8,1%	299.926	-53,0%	641.370	469.843	36,5%
Margem EBITDA*	6,25%	11,07%	-4,82 p.p	16,86%	-10,61 p.p	11,51%	11,39%	0,12 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	7,17%	13,31%	-6,14 p.p	19,85%	-12,68 p.p	13,34%	13,82%	-0,48 p.p
EBIT(4)*	65.491	77.812	-15,8%	223.627	-70,7%	403.075	259.427	55,4%
Margem EBIT*	2,90%	5,62%	-2,72 p.p	12,57%	-9,67 p.p	7,23%	6,29%	0,94 p.p
Resultado Financeiro	50.921	(15.541)	<-100,0%	18.531	>100,0%	78.637	(66.317)	<-100,0%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(33.369)	(14.310)	>100,0%	(52.835)	-36,8%	(122.430)	(36.396)	>100,0%
Lucro Líquido	83.043	47.961	73,1%	189.323	-56,1%	359.282	156.714	>100,0%
Margem Líquida	3,68%	3,46%	0,22 p.p	10,64%	-6,96 p.p	6,45%	3,80%	2,65 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,22%	4,16%	0,06 p.p	12,53%	-8,31 p.p	7,47%	4,61%	2,86 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	1,07	0,62	73,1%	2,43	-56,1%	4,61	2,01	>100,0%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

(3) EBITDA: Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização, (4) 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)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.848.242	1.493.234	23,8%	1.749.246	5,7%	5.254.400	4.405.831	19,3%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(7.686)	(13.866)	-44,6%	(4.579)	67,9%	(20.542)	(19.936)	3,0%
Subvenção baixa renda	52.953	48.312	9,6%	51.557	2,7%	156.431	208.735	-25,1%
Subvenção de recursos da CDE	62.105	61.048	1,7%	50.614	22,7%	179.826	184.491	-2,5%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.955.614	1.588.728	23,1%	1.846.838	5,9%	5.570.115	4.779.121	16,6%
Ativos e passivos financeiros setoriais	569.041	40.456	>100,0%	289.019	96,9%	960.487	16.724	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	98.874	64.953	52,2%	87.413	13,1%	263.267	181.973	44,7%
Receita de construção	290.492	232.981	24,7%	267.602	8,6%	765.898	726.041	5,5%
Venda de Energia Excedente - MVE	179.449	-	-	24.306	>100,0%	218.458	11.466	>100,0%
Outras receitas	54.025	31.746	70,2%	27.775	94,5%	110.395	87.822	25,7%
Total - Receita Operacional Bruta	3.147.495	1.958.864	60,7%	2.542.953	23,8%	7.888.620	5.803.147	35,9%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 60,7% no 3T21 em relação ao 3T20. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T21, alcançou o montante de R\$ 2,9 bilhões, um aumento de R\$ 1,1 bilhão em relação ao 3T20, cujo montante foi de R\$ 1,7 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento de R\$ 366,9 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 3T20, como resultado, principalmente, do maior volume de energia distribuído no período (3.401 GWh no 3T21 vs. 2.922 GWh no 3T20) 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\$ 528,5 milhões, em função principalmente, da constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento de R\$ 33,9 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 3T20;
- Aumento de R\$ 179,4 milhões na rubrica de Venda de Energia Excedente - MVE em relação ao 3T20, como resultado, principalmente, ter participado do mecanismo em maior volume.

No acumulado do ano, a receita operacional bruta da Companhia apresentou uma variação positiva de 35,9%, ou R\$ 2,1 bilhões, em relação ao 9M20, totalizando R\$ 7,9 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 9M21, alcançou o montante de R\$ 7,1 bilhões, um aumento de R\$ 2,0 bilhões em relação ao 9M20, cujo montante foi de R\$ 5,1 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 791,0 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 9M20, como resultado, principalmente, do maior volume de energia distribuído no período (9.540 GWh no 9M21 vs. 8.501 GWh no 9M20) 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 de R\$ 81,3 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), impactado sobretudo pelos efeitos da pandemia, conforme explicado anteriormente;
- Aumento de R\$ 943,8 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial, decorrente da maior constituição de ativo regulatório no período entre períodos; e
- Aumento de R\$ 207,0 milhões na receita oriunda da venda de energia excedente (MVE), em razão, da Companhia, no 9M21, ter participado do mecanismo em maior volume.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
ICMS	(524.775)	(373.082)	40,7%	(460.967)	13,8%	(1.411.750)	(1.113.399)	26,8%
COFINS - corrente	(201.999)	(109.070)	85,2%	(152.259)	32,7%	(479.475)	(323.243)	48,3%
PIS - corrente	(43.854)	(23.680)	85,2%	(33.057)	32,7%	(104.096)	(70.178)	48,3%
ISS	(1.672)	(1.311)	27,5%	(1.519)	10,1%	(4.975)	(3.916)	27,0%
Total - Tributos	(772.300)	(507.143)	52,3%	(647.802)	19,2%	(2.000.296)	(1.510.736)	32,4%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(19.313)	(11.364)	69,9%	(14.914)	29,5%	(47.418)	(33.357)	42,2%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(95.825)	(53.022)	80,7%	(99.034)	-3,2%	(261.871)	(129.461)	>100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.258)	(1.672)	35,0%	(2.259)	-0,0%	(5.377)	(4.806)	11,9%
Total - Encargos Setoriais	(117.396)	(66.058)	77,7%	(116.207)	1,0%	(314.666)	(167.624)	87,7%
Total - Deduções da Receita	(889.696)	(573.201)	55,2%	(764.009)	16,5%	(2.314.962)	(1.678.360)	37,9%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

As deduções da receita no 3T21 apresentaram um aumento de R\$ 316,5 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 52,3% (R\$ 265,2 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e PIS/COFINS corrente, com aumentos de R\$ 151,7 milhões e R\$ 113,1 milhões, respectivamente, em função de maior receita operacional;
- Aumento de R\$ 51,3 milhões nos encargos setoriais relativo, principalmente a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

No 9M21, as deduções da receita totalizaram R\$ 2,3 bilhões, contra R\$ 1,7 bilhão no 9M20, aumento de 37,9% ou R\$ 636,6 milhões, resultado, sobretudo, do aumento dos tributos, conforme elencados anteriormente.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(1.196.267)	(695.548)	72,0%	(837.921)	42,8%	(2.766.238)	(2.028.686)	36,4%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(233.736)	(114.586)	>100,0%	(143.464)	62,9%	(568.938)	(218.524)	>100,0%
Total - Não gerenciáveis	(1.430.003)	(810.134)	76,5%	(981.385)	45,7%	(3.335.176)	(2.247.210)	48,4%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(37.794)	(37.629)	0,4%	(41.814)	-9,6%	(132.428)	(121.294)	9,2%
Material e Serviços de Terceiros	(194.951)	(114.160)	70,8%	(119.047)	63,8%	(448.337)	(331.013)	35,4%
Depreciação e Amortização	(75.536)	(75.648)	-0,1%	(76.299)	-1,0%	(238.295)	(210.416)	13,2%
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC	-	(5.236)	-100,0%	-	-	-	(16.942)	-100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(94.551)	(5.962)	>100,0%	(36.332)	>100,0%	(120.949)	(118.751)	1,9%
Custo de Construção	(290.492)	(232.981)	24,7%	(267.602)	8,6%	(765.898)	(726.041)	5,5%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(33.127)	7.146	<-100,0%	(366)	>100,0%	(34.310)	(20.957)	63,7%
Perda de recebíveis de clientes	(14.615)	(16.509)	-11,5%	(12.450)	17,4%	(40.157)	(26.430)	51,9%
Receita de multas por impontualidade de clientes	4.841	2.268	>100,0%	3.611	34,1%	11.063	9.324	18,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(26.080)	(19.006)	37,2%	(23.633)	10,4%	(66.096)	(55.630)	18,8%
Total - Gerenciáveis	(762.305)	(497.717)	53,2%	(573.932)	32,8%	(1.835.407)	(1.618.150)	13,4%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(2.192.308)	(1.307.851)	67,6%	(1.555.317)	41,0%	(5.170.583)	(3.865.360)	33,8%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

Os custos e despesas operacionais no 3T21 em relação ao 3T20 apresentaram um incremento de R\$ 884,5 milhões, ou 67,6%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da

Companhia, no 3T21, alcançaram o montante de R\$ 1,9 bilhão, 76,9% ou R\$ 827,0 milhões superior ao montante registrado no 3T20, de R\$ 1,1 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:

- Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis, de R\$ 620,0 milhões, no 3T21:

Esse aumento, de 76,5%, está associado principalmente aos maiores encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R\$ 119,2 milhões, refletindo o aumento no reajuste anual das transmissoras em abril de 2021 e aumento de custo de energia comprada para revenda no montante de R\$ 501,0 milhões em relação ao terceiro trimestre do ano passado.

- Aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 207,1 milhões, no 3T21, excluindo o efeito do custo de construção. Essa redução é explicada, principalmente, por:
 - Maior Provisão para Créditos de Liquidação duvidosa no montante de R\$ 89,6 milhões explicado pela (i) crise econômica, com deterioração do poder de consumo e pagamento da população, por conta da pandemia e aumento da conta de energia, (ii) proibição de corte de energia do cliente baixa renda, (iii) aumento da taxa de juros SELIC e, (iv) aumento do custo de energia;
 - Aumento no grupo de Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas no montante de R\$ 40,3 milhões, motivado pela normalização da rotina de processos judiciais com o abrandamento da pandemia e efeito de reversão de provisão registrado no mesmo trimestre do ano anterior.
 - Aumento nas despesas com materiais e serviços de terceiros em R\$ 80,8 milhões, principalmente, em função dos maiores gastos com manutenção e intervenções na rede, objetivando melhoria da qualidade.

No acumulado do ano, os custos e despesas operacionais apresentaram um incremento de R\$ 1,3 bilhão, ou 33,8%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no acumulado do ano, alcançaram o montante de R\$ 4,4 bilhões, 40,3% ou R\$ 1,3 bilhão superior ao montante registrado no ano anterior, de R\$ 3,1 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:

- Aumento dos custos não-gerenciáveis em 48,4% em relação ao registrado no 9M20. Tal variação é explicada, principalmente pelo aumento nos encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R\$ 350,4 e aumento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda em R\$ 737,6 milhões.
- Aumento dos custos gerenciáveis, excluindo-se os custos de construção, em 19,9%, ou R\$ 177,4 milhões. A variação, total, explica-se pelo:
 - Aumento no grupo de Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas no montante de R\$ 13,4 milhões, motivado pela normalização da rotina de processos judiciais com o abrandamento da pandemia.
 - Aumento de R\$ 117,3 milhões com despesas com materiais e serviços de terceiros realizadas, decorrente dos maiores gastos com manutenção e intervenções na rede, objetivando melhoria da qualidade;
 - Aumento de R\$13,7 milhões em Perdas de Recebíveis de Clientes decorrente de maior baixa de créditos vencidos;
 - Aumento de R\$ 27,9 milhões na linha de depreciação e amortização.

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)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	83.043	47.961	73,1%	189.323	-56,1%	359.282	156.714	>100,0%
(+) Tributo sobre o Lucro (Nota explicativa 32)	33.369	14.310	>100,0%	52.835	-36,8%	122.430	36.396	>100,0%
(+) Resultado Financeiro (Nota explicativa 31)	(50.921)	15.541	<-100,0%	(18.531)	>100,0%	(78.637)	66.317	<-100,0%
(=) EBIT	65.491	77.812	-15,8%	223.627	-70,7%	403.075	259.427	55,4%
(+) Depreciações e Amortizações (Nota explicativa 30)	76.299	75.648	0,9%	76.299	-	238.295	210.416	13,2%
(=) EBITDA	141.027	153.460	-8,1%	299.926	-53,0%	641.370	469.843	36,5%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	1.658	1.994	-16,9%	2.908	-43,0%	5.760	4.115	40,0%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	25.655	17.251	48,7%	18.751	36,8%	67.957	36.416	86,6%
Variações monetárias	96.617	24.792	>100,0%	55.896	72,9%	216.364	35.029	>100,0%
Marcação a mercado de ativo indenizável	14.818	(1.459)	<-100,0%	16.180	-8,4%	34.089	7.122	>100,0%
Variação cambial de dívidas	(35.877)	1.292	<-100,0%	159.516	<-100,0%	124.862	6.283	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	29.896	38.203	-21,7%	(30.506)	<-100,0%	174.890	234.224	-25,3%
Outras receitas financeiras	17.568	1.134	>100,0%	2.333	>100,0%	21.532	2.466	>100,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(2.782)	(1.373)	>100,0%	(1.610)	72,8%	(5.945)	(2.666)	>100,0%
Total - Receitas Financeiras	147.553	81.834	80,3%	223.468	-34,0%	639.509	322.989	98,0%
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívidas	(27.208)	(10.852)	>100,0%	(22.888)	18,9%	(78.909)	(18.790)	>100,0%
Variações cambial de dívidas	(33.380)	(38.790)	-13,9%	(55.307)	-39,6%	(180.927)	(237.168)	-23,7%
Encargos de Dívidas e mútuos	(36.321)	(23.116)	57,1%	(28.757)	26,3%	(87.112)	(71.453)	21,9%
Encargos fundo de pensão	(1.697)	(1.579)	7,5%	(1.697)	-	(5.091)	(4.738)	7,5%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(2.286)	214	<-100,0%	(5.740)	-60,2%	(14.209)	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(13.633)	(4.996)	>100,0%	(9.521)	43,2%	(32.490)	(16.666)	94,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	27.475	(705)	<-100,0%	(71.553)	<-100,0%	(137.996)	(4.524)	>100,0%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(1.629)	(2.474)	-34,2%	(1.480)	10,1%	(4.207)	(4.825)	-12,8%
Outras despesas financeiras	(7.953)	(15.077)	-47,3%	(7.994)	-0,5%	(19.931)	(31.142)	-36,0%
Total - Despesas Financeiras	(96.632)	(97.375)	-0,8%	(204.937)	-52,8%	(560.872)	(389.306)	44,1%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	50.921	(15.541)	<-100,0%	18.531	>100,0%	78.637	(66.317)	<-100,0%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

O Resultado Financeiro líquido da Companhia encerrou o 3T21 com uma receita líquida de R\$ 50,9 milhões, uma melhora de R\$ 66,5 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa melhora é resultado, principalmente dos seguintes fatores: (i) maior receita de variações monetárias ativas em um montante de R\$ 71,8 milhões, (ii) aumento de R\$16,3 milhões em decorrência da marcação a mercado do ativo indenizável influenciado pela maior inflação nesse trimestre; (iii) maior juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes no valor de R\$ 8,4 milhões parcialmente compensado por (iv) maior despesa com variações monetárias de dívidas, no valor de R\$ 16,4 milhões, impactada pelo aumento da variação do IPCA em relação ao 3T20; (v) maior despesa de encargos de dívidas e mútuos no montante de R\$ 13,2 milhões; e (vi) maior despesa de atualização para riscos tributários, cíveis e trabalhistas em R\$ 8,6 milhões.

No acumulado do ano, o Resultado Financeiro líquido da Companhia totalizou R\$ 78,6 milhões, superior ao registrado no 9M20 em R\$ 145,0 milhões. Essa variação explica-se, sobretudo, pela: (i) maior variação monetária em R\$ 181,3 milhões, (ii) aumento de R\$27,0 milhões em decorrência da marcação a mercado do ativo indenizável influenciado pela maior inflação no período, (iii) maior receita de juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes em um montante de R\$ 31,5 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela (iv) maior despesa com variações monetárias de dívidas, no valor de R\$ 60,1 milhões, impactada pelo aumento da variação do IPCA em relação ao 9M20, (v) maior despesa de variação monetária de ativos e passivos setoriais no montante de R\$ 14,2 milhões e (vi) maior despesa de encargos de dívidas e mútuos no montante de R\$ 15,7 milhões.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(39.255)	(21.380)	83,6%	(82.109)	-52,2%	(167.022)	(66.165)	>100,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.886	7.070	-16,7%	29.274	-79,9%	44.592	29.769	49,8%
Total	(33.369)	(14.310)	>100,0%	(52.835)	-36,8%	(122.430)	(36.396)	>100,0%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

As despesas totais, líquidas, com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no 3T21, registraram um aumento de R\$ 19,1 milhões, devido ao aumento da base de cálculo desses tributos.

Endividamento

INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	3.340.284	2.706.587	23,4%	3.108.653	7,5%	3.340.284	2.706.587	23,4%
Dívida com Terceiros	2.837.486	2.706.587	4,8%	2.601.017	9,1%	2.837.486	2.706.587	4,8%
Dívida Intercompany	502.798	-	-	507.636	-1,0%	502.798	-	-
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	334.679	634.189	-47,2%	327.657	2,1%	334.679	634.189	-47,2%
Dívida líquida (R\$ mil)	3.005.605	2.072.398	45,0%	2.780.996	8,1%	3.005.605	2.072.398	45,0%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (3)*	3,22	3,42	-5,7%	3,37	-4,4%	3,22	3,42	-5,7%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (3)*	2,90	2,62	10,8%	3,02	-3,9%	2,90	2,62	10,8%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,49	0,46	6,6%	0,48	2,5%	0,49	0,46	6,6%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,46	0,39	17,5%	0,45	3,0%	0,46	0,39	17,5%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20

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

A dívida bruta da Companhia encerrou o 3T21 em R\$ 3.340 milhões, um incremento de R\$ 634 milhões em relação ao 3T20. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para investimentos e capital de giro (R\$ 610 milhões captados com Scotiabank, R\$ 270 milhões com o BNP Paribas e R\$ 500 milhões com a Enel Finance International N.V.), em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 233 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 867 milhões e R\$ 114 milhões.

A Companhia encerrou o 3T21 com o custo médio da dívida no período de 7,93% a.a.

Colchão de Liquidez

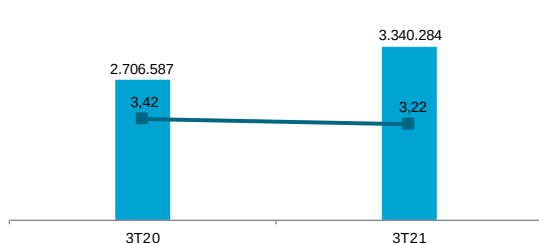
Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a Companhia utiliza-se de linhas de crédito para capital de giro, imediatamente disponíveis por meio de contratos firmados com bancos de primeira linha no valor de R\$ 80 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio do Despacho N° 2.979/2018 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 N° 1.540 de 28 de maio de 2021, totalizando um montante de R\$ 1.400 milhões.

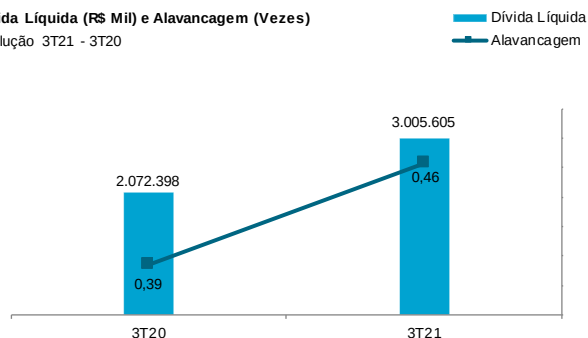
Classificação de Riscos (Rating)

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.

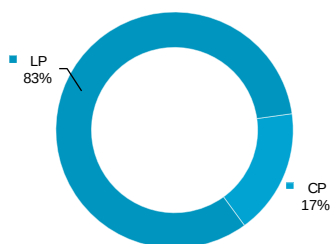
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Vezes)
Evolução 3T21 - 3T20



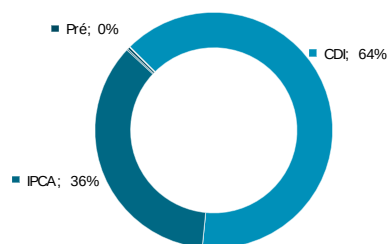
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 3T21 - 3T20



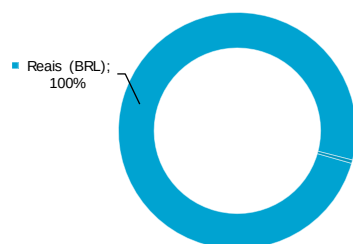
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Set/21



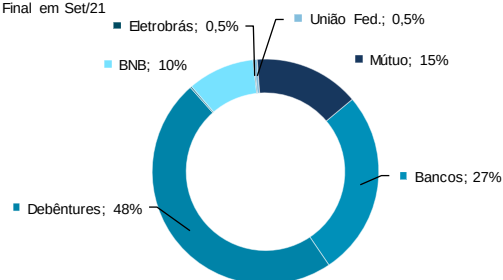
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Set/21



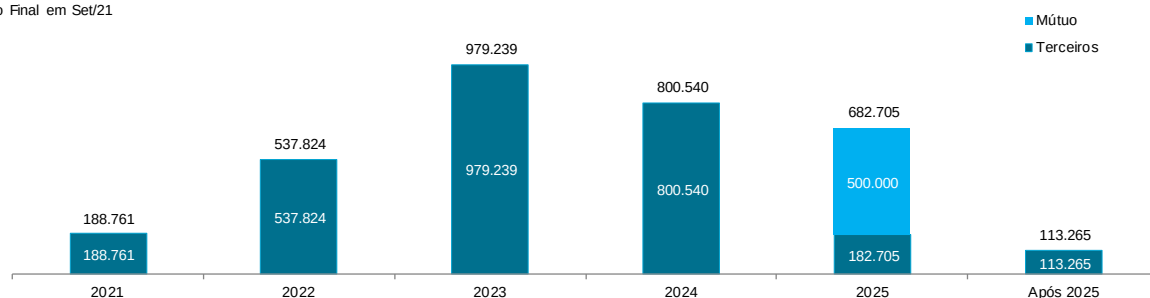
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Set/21



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Set/21



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



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Novas Conexões	145.510	154.354	-5,7%	165.380	-12,0%	397.287	448.385	-11,4%
Rede	63.551	32.478	95,7%	36.321	75,0%	119.948	95.711	25,3%
Combate às Perdas	13.993	9.042	54,8%	11.133	25,7%	32.764	29.275	11,9%
Qualidade do Sistema Elétrico	22.395	14.433	55,2%	4.937	>100,0%	36.949	24.792	49,0%
Adequação à carga	27.163	9.003	>100,0%	20.251	34,1%	50.236	41.645	20,6%
Outros	41.645	51.601	-19,3%	39.865	4,5%	171.706	130.970	31,1%
Total Investido	250.706	238.433	5,1%	241.566	3,8%	688.941	675.067	2,1%
Aportes / Subsídios	-	-	-	(12.533)	-100,0%	(12.533)	(11.772)	6,5%
Investimento Líquido	250.706	238.433	5,1%	229.033	9,5%	676.408	663.295	2,0%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21; (2) Variação entre 6M21 e 6M20

No 3T21, a Companhia investiu R\$ 250,7 milhões, um aumento de 5,1% 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. No acumulado do ano, a Companhia investiu R\$ 676,4 milhões, volume 2,0% superior ao investido nos 9M20.

5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

Reajuste Tarifário 2021

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 22 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2021 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2021.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +13,54% composto por reajuste econômico de +24,07% e componente financeiro de -10,53%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +8,95%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	4,57%
Energia Comprada	5,91%
Encargos de Transmissão	3,15%
Parcela A	13,63%
Parcela B	10,44%
Reajuste Econômico	24,07%
CVA Total	7,52%
Mecanismos de mitigação tarifária	-11,14%
Reversão Conta Covid	-9,09%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	2,17%
Reajuste Financeiro	-10,53%
Reajuste Total	13,54%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-4,59%
Efeito para o consumidor	8,95%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 21,03%, representando 13,63% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 671 milhões. Um aumento de 52,46%, representando 4,57% no reajuste econômico em função principalmente do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético CDE Conta Covid;

- Energia Comprada: R\$ 2.812 milhões. O aumento de 11,87% decorre principalmente do aumento dos contratos por disponibilidade de energia nova. Percebe-se também uma significativa contribuição do custo decorrente do contrato bilateral (impacto de 4,20%). O aumento do custo de compra de energia representa 5,91% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 477 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de 49,95%, correspondendo a um efeito de 3,15% no reajuste econômico. Sobre esse item, destaque para a publicação das Resoluções Homologatórias nº 2.725 e 2.726, ambas em julho de 2020, as quais aprovaram, respectivamente, as novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão e as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 29,66%, representando uma participação de 10,44% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 31,10%, no período de 12 meses findos em março de 2021; e
- Fator X de 1,43 %, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +1,17%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel CE;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de 1,35%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -1,09%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel CE.

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).

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 hidro energéticas 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 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 dentro os patamares já conhecidos (REH 2.888/21).

A Bandeira Escassez Hídrica possui vigência de setembro de 2021 à 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 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	DSP 1.511/20 - Suspensão do Sistema de Bandeira						DSP 3.364/20 - Reativação
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												
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												

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 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. A ANEEL ainda não homologou o resultado da referida consulta.

Sobrecontratação Involuntária

Por meio do Despacho nº 2.508, de 27 de agosto de 2020, a ANEEL determinou os valores de sobrecontratação involuntárias, porém sem levar em consideração a regra de máximo esforço na aplicação do caso da ENEL CE. Diante desta decisão entramos com solicitação de efeito suspensivo, o qual foi negado pela Diretora da ANEEL por meio do Despacho nº 2.922, 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.

Programa de Redução Voluntária de Consumo Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica

Por meio da RESOLUÇÃO Nº 2, DE 31 DE AGOSTO DE 2021, a CÂMARA DE REGRAS EXCEPCIONAIS PARA GESTÃO HIDROENERGÉTICA (CREG) do MME, instituiu o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras do Sistema Interligado Nacional. Trata-se de programa de bônus criado pelo Governo Federal, com o propósito de incentivar os consumidores a reduzirem o seu consumo de energia em meio a atual escassez hídrica vivenciada no país. Com o bônus, além da redução do consumo em si, o consumidor receberá um desconto na conta de luz, caso consiga atingir a meta estipulada de redução de consumo. Assim, além de ajudar o país a enfrentar a escassez hídrica, ao receber o bônus o consumidor tem uma economia maior com o gasto de energia.

Os consumidores aptos a participar do programa e receber o bônus são os da baixa tensão (grupo B) e os de média e alta tensão (grupo A), apenas das classes de consumo residencial, industrial, comércio, serviços e outras atividades, rural e serviço público, incluindo aqueles residenciais com benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Os consumidores com sistema de geração distribuída (geradores e beneficiários), os consumidores especiais e livres (que adquirem energia elétrica no ambiente de contratação livre) e aqueles que não possuam histórico de consumos medidos que permita a aferição da redução, não estão aptos a participar e receber o bônus.

Para participar do Programa, o consumidor não precisa fazer cadastro ou registro na distribuidora de energia elétrica. O consumidor não está obrigado a reduzir seu consumo, sendo o programa de incentivo totalmente voluntário. Para ter direito ao bônus, o consumidor precisará reduzir o consumo de energia elétrica nos meses de setembro a dezembro de 2021, de tal forma que a soma dos consumos de energia elétrica no período seja ao menos 10% menor, em relação à soma verificada no mesmo período de 2020.

Para que os consumidores consigam acompanhar seu desempenho para ganhar o bônus, as distribuidoras de energia elétrica deverão informar a seus clientes qual é a meta de redução, com base no consumo de setembro a dezembro de 2020. Adicionalmente, também deverá ser informado aos consumidores as apurações parciais de redução, de forma clara e objetiva.

Caso seja atingida a meta de redução, o consumidor receberá um bônus de R\$ 0,50 por quilowatt-hora (kWh) do total da energia economizada entre setembro e dezembro de 2021 em relação ao mesmo período de 2020. O consumidor somente receberá o bônus se a soma dos consumos de energia elétrica de setembro a dezembro de 2021 for inferior à soma dos mesmos meses de 2020, em pelo menos 10%. O bônus, por

sua vez, é limitado a 20% da energia economizada, assim, se o consumidor economizar 30%, por exemplo, receberá o bônus limitado aos 20% economizados.

O bônus apurado será informado nas faturas de energia elétrica referente ao mês de dezembro de 2021 e creditado como abatimento do valor a pagar na fatura de energia elétrica subsequente (ciclo de janeiro de 2022).