

Divulgação de Resultados

Earnings Release 3T21 / 9M21

Enel Distribuição Rio

Ampla Energia e Serviços S.A.

26 de outubro de 2021

Relações com Investidores

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

Rio de Janeiro, 26 de outubro de 2021 – A Ampla Energia e Serviços S.A. (“Enel Distribuição Rio” ou “Companhia”) [B3: CBEE3], distribuidora de energia elétrica, concessionária de serviço público federal, cuja área de concessão abrange 73% do território do estado do Rio de Janeiro, cobrindo 66 municípios, e atendendo 3,0 milhões de clientes, divulga o seu resultado do terceiro trimestre (“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 Societária.

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.641	2.654	-0,5%	2.885	-8,5%	8.351	8.240	1,3%
Receita Bruta (R\$ mil)	3.422.997	2.396.574	42,8%	2.888.977	18,5%	9.186.582	7.139.582	28,7%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.353.000	1.529.970	53,8%	1.794.600	31,1%	5.942.579	4.490.071	32,3%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	60.179	192.414	-68,7%	59.304	1,5%	287.021	620.166	-53,7%
Margem EBITDA (%)*	2,56%	12,58%	-10,02 p.p	3,30%	-0,74 p.p	4,83%	13,81%	-8,98 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	3,03%	15,06%	-12,03 p.p	3,93%	-0,90 p.p	5,61%	16,47%	-10,86 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	(49.957)	83.541	<-100,0%	(54.748)	-8,8%	(56.527)	311.240	<-100,0%
Margem EBIT (%)*	-2,12%	5,46%	-7,58 p.p	-3,05%	0,93 p.p	-0,95%	6,93%	-7,88 p.p
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	(10.731)	(53.523)	-80,0%	(61.153)	-82,5%	(26.457)	(3.949)	>100,0%
Margem Líquida	-0,46%	-3,50%	3,04 p.p	-3,41%	2,95 p.p	-0,45%	-0,09%	-0,36 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	-0,54%	-4,19%	3,65 p.p	-4,05%	3,51 p.p	-0,52%	-0,10%	-0,42 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	331.785	216.904	53,0%	306.046	8,4%	776.811	616.232	26,1%
DEC (12 meses)*	10,37	10,58	-2,0%	10,18	1,9%	10,37	10,58	-2,0%
FEC (12 meses)*	5,74	6,31	-9,0%	5,71	0,5%	5,74	6,31	-9,0%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	94,30%	95,28%	-0,98 p.p	94,25%	0,05 p.p	94,30%	95,28%	-0,98 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	23,03%	22,63%	0,40 p.p	23,50%	-0,47 p.p	23,03%	22,63%	0,40 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.017.180	2.966.502	1,7%	3.010.693	0,2%	3.017.180	2.966.502	1,7%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	996	991	0,5%	1.016	-2,0%	996	991	0,5%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	242	267	-9,4%	270	-10,4%	767	829	-7,5%
PMSO (5)/Consumidor*	447,32	74,61	>100,0%	132,14	>100,0%	383,49	233,05	64,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	277	298	-7,0%	282	-1,8%	277	298	-7,0%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.893	9.946	9,5%	10.681	2,0%	10.893	9.946	9,5%

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

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Enel Distribuição Rio fornece energia elétrica a 66 municípios distribuídos em 32.615 km², o que corresponde, aproximadamente, a 73% do território do Estado do Rio de Janeiro. A base comercial da Companhia compreende aproximadamente 3,0 milhões de unidades consumidoras e envolve uma população estimada de 7,1 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS

	3T21	3T20	Var. %
Área de Concessão (km ²)	32.615	32.615	-
Municípios (Qte.)	66	66	-
Habitantes (Qte.) (1)	7.063.585	6.856.760	3,0%
Consumidores (Unid.)	3.017.180	2.966.502	1,7%
Linhas de Distribuição (Km)	57.646	57.179	0,8%
Linhas de Transmissão (Km)	3.454	3.441	0,4%
Subestações (Unid.)	127	126	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.358	11.074	2,6%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	3,47%	3,45%	0,02 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,28%	2,35%	-0,07 p.p

(1) Fonte: Para ambos os trimestres, utilizamos o resultado das estimativas da população divulgados 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



* Valores não auditados pelos auditores independentes

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 (CBEE3)	23,00	16,00	43,8%	24,90	-7,6%	23,00	16,00	43,8%

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

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

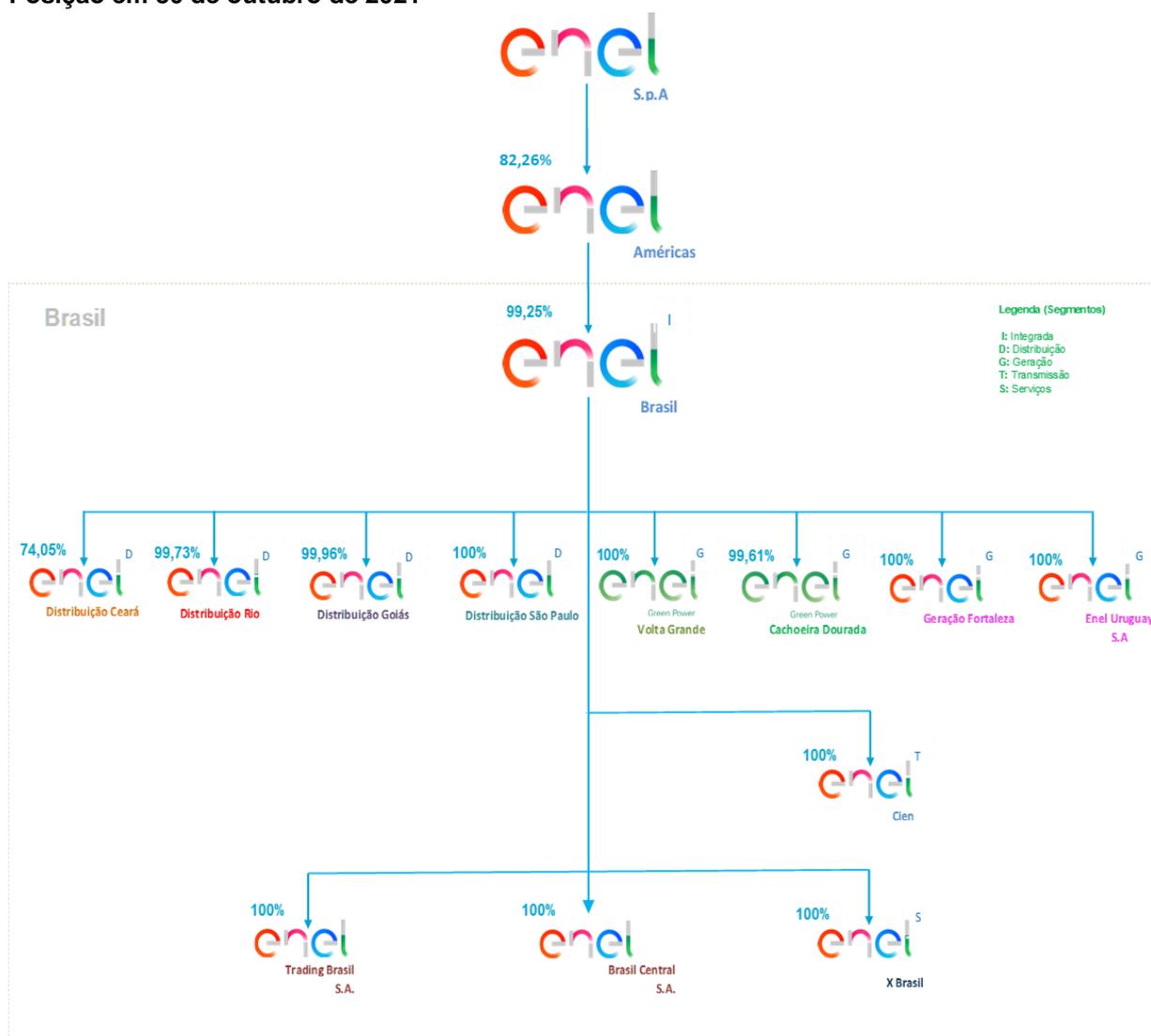
A Enel Distribuição Rio é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem a seguinte estrutura de controle:

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2021)

	ON (1)	%	TOTAL	%
Controladores	166.191.392	99,73%	166.191.392	99,73%
Enel Brasil	166.191.392	99,73%	166.191.392	99,73%
Não Controladores	442.934	0,27%	442.934	0,27%
Outros	442.934	0,27%	442.934	0,27%
Totais	166.634.326	100,00%	166.634.326	100,00%

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

Posição em 30 de outubro de 2021



MERCADO DE ENERGIA

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.734.899	2.704.298	1,1%	2.764.850	-1,1%	2.734.899	2.704.298	1,1%
Residencial - Convencional	2.382.120	2.350.226	1,4%	2.412.391	-1,3%	2.382.120	2.350.226	1,4%
Residencial - Baixa Renda	145.226	135.394	7,3%	143.399	1,3%	145.226	135.394	7,3%
Industrial	3.403	3.329	2,2%	3.106	9,6%	3.403	3.329	2,2%
Comercial	123.756	133.852	-7,5%	125.137	-1,1%	123.756	133.852	-7,5%
Rural	62.587	63.777	-1,9%	63.093	-0,8%	62.587	63.777	-1,9%
Setor Público	17.807	17.720	0,5%	17.724	0,5%	17.807	17.720	0,5%
Clientes Livres	739	630	17,3%	699	5,7%	739	630	17,3%
Industrial	137	127	7,9%	134	2,2%	137	127	7,9%
Comercial	548	464	18,1%	514	6,6%	548	464	18,1%
Setor Público	53	38	39,5%	50	6,0%	53	38	39,5%
Residencial	1	1	-	1	-	1	1	-
Revenda	24	24	-	24	-	24	24	-
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	2.735.662	2.704.952	1,1%	2.765.573	-1,1%	2.735.662	2.704.952	1,1%
Consumo Próprio	303	307	-1,3%	301	0,7%	303	307	-1,3%
Consumidores Ativos Não Faturados	281.215	261.243	7,6%	244.819	14,9%	281.215	261.243	7,6%
Total - Número de Consumidores	3.017.180	2.966.502	1,7%	3.010.693	0,2%	3.016.877	2.966.195	1,7%

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

A Companhia encerrou o 3T21 com um aumento de 1,1% no número de consumidores efetivos faturados em relação ao registrado no 3T20, principalmente, pelo aumento nas classes residenciais, reflexo do crescimento vegetativo da área de concessão. Se considerados os consumidores não faturados e consumo próprio, o total de consumidores apresentou aumento de 1,7% entre períodos. No 3T21 os investimentos voltados para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 112,6 milhões, 84,5% superior ao montante investido no 3T20.

Venda de Energia na Área de Concessão

A venda de energia em nossa área de concessão, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 3T21 em 2.641 GWh, praticamente estável em relação ao volume de energia vendido e transportado no 3T20.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Mercado Cativo	1.856	1.847	0,5%	2.036	-8,8%	6.150	5.961	3,2%
Clientes Livres	660	682	-3,2%	718	-8,1%	1.861	1.917	-2,9%
Revenda	124	125	-0,8%	131	-5,3%	339	362	-6,4%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.641	2.654	-0,5%	2.885	-8,5%	8.351	8.240	1,3%

(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	1.096	1.075	2,0%	1.212	-9,6%	3.709	3.458	7,3%
Residencial - Baixa Renda	55	52	5,8%	53	3,8%	174	147	18,4%
Industrial	37	44	-15,9%	39	-5,1%	112	137	-18,2%
Comercial	332	339	-2,1%	379	-12,4%	1.116	1.158	-3,6%
Rural	40	43	-7,0%	42	-4,8%	127	128	-0,8%
Setor Público	297	294	1,0%	311	-4,5%	913	933	-2,1%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	1.856	1.847	0,5%	2.036	-8,8%	6.150	5.961	3,2%

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

No 3T21, o total de venda de energia no mercado cativo manteve-se estável em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior.

Houve um aumento do consumo residencial motivado por um incremento no número de consumidores e aumento do tempo de permanência nas residências devido, dentre outras razões, pela consolidação da modalidade de trabalho do home office.

A redução observada no consumo da classe industrial é efeito da atual pandemia do COVID-19 e consequente agravamento do contexto econômico na área de concessão.

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Residencial - Convencional	460	457	0,7%	503	-8,5%	1.557	1.472	5,8%
Residencial - Baixa Renda	377	386	-2,3%	369	2,2%	1.197	1.086	10,2%
Industrial	10.830	13.089	-17,3%	12.564	-13,8%	32.870	40.883	-19,6%
Comercial	2.683	2.531	6,0%	3.032	-11,5%	9.018	8.655	4,2%
Rural	637	681	-6,5%	658	-3,2%	2.027	2.025	0,1%
Setor Público	16.654	16.566	0,5%	17.530	-5,0%	51.247	52.633	-2,6%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	679	683	-0,6%	736	-7,7%	2.249	2.205	2,0%

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

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Industrial	496	503	-1,4%	515	-3,7%	1.356	1.427	-5,0%
Comercial	143	126	13,5%	160	-10,6%	413	366	12,8%
Setor Público	20	52	-61,5%	42	-52,4%	90	121	-25,6%
Residencial	1	1	-	1	-	2	3	-33,3%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	660	682	-3,2%	718	-8,1%	1.861	1.917	-2,9%

(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	3.618	3.960	-8,6%	3.843	-5,9%	9.895	11.236	-11,9%
Comercial	262	272	-3,7%	311	-15,8%	754	790	-4,6%
Setor Público	385	1.366	-71,8%	842	-54,3%	1.706	3.191	-46,5%
Residencial	1.129	1.167	-3,3%	1.124	0,4%	2.129	3.628	-41,3%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	894	1.083	-17,5%	1.028	-13,0%	2.519	3.045	-17,3%

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

Apesar do aumento no número de consumidores, o consumo de energia para o mercado livre teve uma redução de -3,2% no 3T21 comparado ao mesmo trimestre do ano passado devido a recuperação econômica mais lenta que o estimado.

No acumulado do ano houve uma redução de -2,9% no transporte de energia para os clientes livres devido a adequação no procedimento de faturamento durante o primeiro trimestre, onde o faturamento passou a ser realizado nos primeiros dias do mês seguinte à leitura. Anteriormente, o processo de leitura e faturamento eram realizados no mesmo mês.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Itaipu	533	548	-2,7%	533	-	1.594	1.626	-2,0%
Angra I e II	103	102	1,0%	102	1,0%	306	304	0,7%
PROINFA	54	56	-3,6%	50	8,0%	147	156	-5,8%
Leilão e Quotas	2.294	2.378	-3,5%	2.336	-1,8%	7.216	7.490	-3,7%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.984	3.085	-3,3%	3.021	-1,2%	9.263	9.580	-3,3%
Liquidação na CCEE	(344)	(308)	11,7%	(280)	22,9%	(400)	(886)	-54,9%
Total - Compra de Energia	2.640	2.777	-4,9%	2.741	-3,7%	8.863	8.694	1,9%

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.310	3.438	-3,7%	3.397	-2,6%	10.891	10.561	3,1%
Energia distribuída (GWh)	2.644	2.659	-0,6%	2.890	-8,5%	8.364	8.255	1,3%
Residencial - Convencional	1.096	1.075	2,0%	1.212	-9,6%	3.709	3.458	7,3%
Residencial - Baixa Renda	55	52	5,8%	53	3,8%	174	147	18,4%
Industrial	37	44	-15,9%	39	-5,1%	112	137	-18,2%
Comercial	332	339	-2,1%	379	-12,4%	1.116	1.158	-3,6%
Rural	40	43	-7,0%	42	-4,8%	127	128	-0,8%
Setor Público	297	294	1,0%	311	-4,5%	913	933	-2,1%
Clientes Livres	660	682	-3,2%	718	-8,1%	1.861	1.917	-2,9%
Revenda	124	125	-0,8%	131	-5,3%	339	362	-6,4%
Consumo Próprio	3	5	-40,0%	5	-40,0%	13	15	-13,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (GWh)	666	779	-14,5%	507	31,4%	2.527	2.306	9,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (%)	20,12%	22,66%	-2,54 p.p	14,92%	5,20 p.p	23,20%	21,84%	1,36 p.p

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

As perdas na distribuição em 2021 foram impactadas pela REN Aneel 863/2019, que tornou necessário um ajuste de processo e postergação no faturamento destes clientes, uma vez que o índice de perdas é calculado com base na quantidade de energia faturada do cliente de uma forma geral.

4 INDICADORES OPERACIONAIS

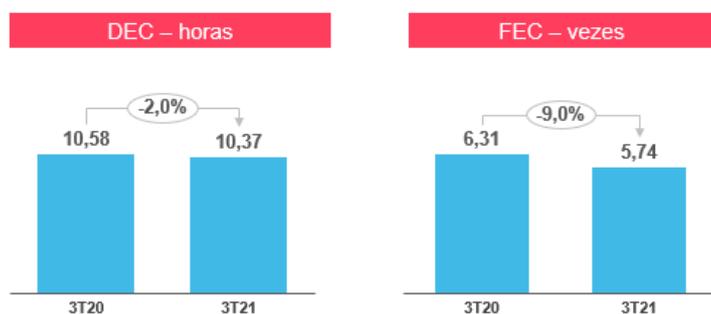
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	10,37	10,58	-2,0%	10,18	1,9%	10,37	10,58	-2,0%
FEC 12 meses (vezes)	5,74	6,31	-9,0%	5,71	0,5%	5,74	6,31	-9,0%
Perdas de Energia 12 meses (%)	23,03%	22,63%	0,40 p.p	23,50%	-0,47 p.p	23,03%	22,63%	0,40 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	94,30%	95,28%	-0,98 p.p	94,25%	0,05 p.p	94,30%	95,28%	-0,98 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	242	267	-9,4%	270	-10,4%	767	829	-7,5%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	277	298	-7,1%	282	-1,8%	277	298	-7,1%
PMSO (3)/Consumidor	447	75	>100,0%	132	>100,0%	383	233,05	64,6%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.893	9.946	9,5%	10.681	2,0%	10.893	9.946	9,5%

(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. Os indicadores DEC e FEC apresentaram queda no 3T21 em relação ao 3T20 na ordem de 2,0% e 9,0% respectivamente. Esta melhoria na qualidade do sistema tem como principal reflexo o resultado dos investimentos em

automação e telecomandos realizados nos últimos anos.

A Enel Distribuição Rio investiu R\$ 90,5 milhões em adequação à carga e qualidade do sistema no 3T21, e nos nove meses de 2021, o volume investido foi de R\$ 170,0 milhões.

Disciplina de Mercado*



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram 23,03% no 3T21, um aumento 0,40 p.p. em relação às perdas registradas no 3T20, de 22,63%. As maiores perdas estão concentradas principalmente nas chamadas áreas de risco, regiões onde a Companhia tem dificuldades operativas, e que apresentam maior nível de furto e desperdício de energia.

As perdas foram impactadas pela REN Aneel 863/2019, que obrigou as distribuidoras a faturar os clientes do Grupo A conforme calendário cível a partir de janeiro de 2021. Isso tornou necessário um ajuste de processo e postergação no faturamento destes clientes, o que contribuiu com o maior valor registrado, uma vez que o índice de perdas é calculado com base na quantidade de energia faturada do cliente. Quando analisamos as perdas com a correção destes fatores externos, as perdas de energia TAM alcançaram 21,05% no 3T21, uma redução de 1,44 p.p. em relação às perdas registradas no 3T20, de 22,49%.

Vale destacar que as perdas, apesar de estarem em um nível acima do observado em 2020, atingiram o menor patamar no 3T21 para o ano de 2021.

O plano de combate as perdas de energia da Enel Rio mantém suas ações nos pilares de prevenção e recuperação da receita, principalmente na recuperação do seu ciclo comercial, com projetos com foco na recuperação de clientes cortados, mapeamento e conexão consumidores clandestinos, redução de passivos em manutenção de equipamentos de medição e melhorias nos processos de leitura, reduzindo a quantidade de clientes faturados por média e mínimo, estas ações permitiram alavancar a efetividade para 99,46% em setembro de 2021, um acréscimo de 0,25 p.p em relação ao 3T20. Nas ações de combate a fraudes de energia, a empresa aumentou em 20% o volume de ações de fiscalizações de medições executadas até setembro de 2021 e pretende chegar a 30% de acréscimo durante o ano de 2021, com objetivo de identificar e corrigir possíveis perdas de energia advindas de fraudes e avarias de equipamentos de medição.

No 3T21, foi investido no combate às perdas o montante de R\$ 55,0 milhões*, e nos nove meses de 2021, R\$ 125,9 milhões.

Em relação ao indicador de arrecadação, houve uma queda de 0,98 pontos percentuais. Vale destacar que, nesse período, estava vigente a lei estadual que proibia interrupção por inadimplência. De forma a mitigar os efeitos mencionados e melhorar seu índice de arrecadação, a Companhia tem realizado diversas ações para reduzir os níveis de inadimplência. 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 liquidação de valores em aberto.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

5 **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	3.422.997	2.396.574	42,8%	2.888.977	18,5%	9.186.582	7.139.582	28,7%
Deduções à Receita Operacional	(1.069.997)	(866.604)	23,5%	(1.094.377)	-2,2%	(3.244.003)	(2.649.511)	22,4%
Receita Operacional Líquida	2.353.000	1.529.970	53,8%	1.794.600	31,1%	5.942.579	4.490.071	32,3%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(2.402.957)	(1.446.429)	66,1%	(1.849.348)	29,9%	(5.999.106)	(4.178.831)	43,6%
EBITDA(3)*	60.179	192.414	-68,7%	59.304	1,5%	287.021	620.166	-53,7%
Margem EBITDA*	2,56%	12,58%	-10,02 p.p	3,30%	-0,74 p.p	4,83%	13,81%	-8,98 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	3,03%	15,06%	-12,03 p.p	3,93%	-0,90 p.p	5,61%	16,47%	-10,86 p.p
EBIT(4)*	(49.957)	83.541	<-100,0%	(54.748)	-8,8%	(56.527)	311.240	<-100,0%
Margem EBIT*	-2,12%	5,46%	-7,58 p.p	-3,05%	0,93 p.p	-0,95%	6,93%	-7,88 p.p
Resultado Financeiro	38.662	(163.425)	<-100,0%	2.680	>100,0%	61.780	(315.225)	<-100,0%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	564	26.361	-97,9%	(9.085)	<-100,0%	(31.710)	36	<-100,0%
Lucro Líquido	(10.731)	(53.523)	-80,0%	(61.153)	-82,5%	(26.457)	(3.949)	>100,0%
Margem Líquida	-0,46%	-3,50%	3,04 p.p	-3,41%	2,95 p.p	-0,45%	-0,09%	-0,36 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	-0,54%	-4,19%	3,65 p.p	-4,05%	3,51 p.p	-0,52%	-0,10%	-0,42 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	(0,06)	(0,32)	-80,0%	(0,37)	-82,5%	(0,16)	(0,02)	>100,0%

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

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Fornecimento de Energia	2.134.133	1.756.768	21,5%	2.008.859	6,2%	6.518.592	5.473.520	19,1%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(6.305)	(10.604)	-40,5%	(6.701)	-5,9%	(23.318)	(21.534)	8,3%
Subvenção baixa renda	12.259	10.517	16,6%	12.436	-1,4%	36.787	46.782	-21,4%
Subvenção de recursos da CDE	56.238	55.954	0,5%	63.424	-11,3%	174.410	159.715	9,2%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.196.325	1.812.635	21,2%	2.078.018	5,7%	6.706.471	5.658.483	18,5%
Ativos e passivos financeiros setoriais	569.357	99.895	>100,0%	258.400	>100,0%	959.027	93.621	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	210.680	206.690	1,9%	259.829	-18,9%	621.430	588.687	5,6%
Receita de Construção	367.420	252.449	45,5%	285.980	28,5%	825.084	724.758	13,8%
Venda de Energia Excedente - MVE	265.222	-	-	53.708	>100,0%	318.930	-	-
Outras Receitas	(186.007)	24.905	<-100,0%	(46.958)	>100,0%	(244.360)	74.033	<-100,0%
Total - Receita Operacional Bruta	3.422.997	2.396.574	42,8%	2.888.977	18,5%	9.186.582	7.139.582	28,7%

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

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Rio teve um aumento de 42,8% (R\$ 1,03 bilhão) no 3T21 em relação ao 3T20. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia alcançou o montante de R\$ 3,1 bilhões no 3T21, o que representa um aumento de 42,5% (R\$ 911,4 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 2,1 bilhões. Este resultado é devido, principalmente, aos seguintes efeitos:

- Efeito positivo pelo aumento no fornecimento de energia em R\$ 383,7 milhões. Apesar do volume de energia distribuída no mercado cativo ter se mantido estável no período (1.856 GWh no 3T21 contra 1.847 GWh no 3T20), o aumento é resultado do maior mix tarifário, decorrente do aumento de tarifa, em março de 2021, com o efeito médio percebido pelos consumidores em 6,02%, além da implementação da bandeira de escassez hídrica em setembro de 2021;
- Aumento em ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R\$ 469,5 milhões, como resultado de maior constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento de R\$ 265,2 milhões na rubrica de Venda de Energia Excedente - MVE em relação ao 3T20, como resultado, principalmente, da Companhia ter participado do mecanismo em maior volume.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução de R\$ 210,9 milhões em outras receitas, em função de maior repasse do montante faturado via bandeira tarifária, impactados pela vigência das bandeiras vermelha e de escassez hídrica, no 3T21, em contraponto à bandeira verde, que vigorava no 3T20.

No acumulado do ano, a receita operacional bruta da Companhia apresentou uma variação positiva de 28,7%, ou R\$ 2,05 bilhões, em relação aos nove meses de 2020, totalizando R\$ 9,2 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, nos 9M21, alcançou o montante de R\$ 8,4 bilhões, um aumento de R\$ 1,9 bilhão em relação aos 9M20, cujo montante foi de R\$ 6,4 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 1,0 bilhão na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação aos 9M20, como resultado, principalmente, do maior volume de energia distribuído no período (6.150 GWh no 9M21 vs. 5.961 GWh nos 9M20) além do reajuste médio tarifário de 6,02% aplicado a partir de março de 2021, além da implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto.
- Aumento de R\$ 865,4 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial, decorrente da maior constituição de ativo regulatório entre períodos; e
- Aumento de R\$ 318,9 milhões na rubrica de Venda de Energia Excedente - MVE em relação ao 9M20, como resultado, principalmente, da Companhia ter participado do mecanismo em maior volume.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de R\$ 318,4 milhões em outras receitas, em função de maior repasse do montante faturado via bandeira tarifária, impactados pela vigência das bandeiras amarela, vermelha e de escassez hídrica, nos 9M21, em contraponto à bandeira verde, que vigorava nos 9M20 (exceto em janeiro/20, quando estava vigente a bandeira amarela).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
ICMS	(597.660)	(479.014)	24,8%	(649.222)	-7,9%	(1.886.649)	(1.540.477)	22,5%
PIS	(44.027)	(35.541)	23,9%	(33.988)	29,5%	(123.779)	(106.922)	15,8%
COFINS	(202.793)	(190.844)	6,3%	(156.550)	29,5%	(570.134)	(519.629)	9,7%
ISS	(1.168)	(1.004)	16,3%	(1.270)	-8,0%	(3.663)	(3.168)	15,6%
Total - Tributos	(845.648)	(706.403)	19,7%	(841.030)	0,5%	(2.584.225)	(2.170.196)	19,1%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(202.466)	(145.409)	39,2%	(236.287)	-14,3%	(602.423)	(435.810)	38,2%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(19.669)	(12.643)	55,6%	(14.846)	32,5%	(50.715)	(37.181)	36,4%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.214)	(2.149)	3,0%	(2.214)	-	(6.640)	(6.324)	5,0%
Total - Encargos Setoriais	(224.349)	(160.201)	40,0%	(253.347)	-11,4%	(659.778)	(479.315)	37,7%
Total - Deduções da Receita	(1.069.997)	(866.604)	23,5%	(1.094.377)	-2,2%	(3.244.003)	(2.649.511)	22,4%

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

As deduções da receita no 3T21 registraram aumento de 23,5%, R\$ 203,4 milhões em comparação com o 3T20. Os principais efeitos são apresentados a seguir: (i) o aumento de 19,7% (R\$ 139,2 milhões) no total de tributos, decorrente sobretudo do aumento da base de cálculo de ICMS, PIS e COFINS; e (ii) aumento de 40,0% (R\$ 64,1 milhões) em Encargos Setoriais, derivados sobretudo pelo aumento de R\$ 57,1 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético, "CDE", em função do ajuste no valor das quotas de arrecadação homologado pelo regulador.

Nos 9M21, as deduções da receita totalizaram R\$ 3,2 bilhões, contra R\$ 2,6 bilhões nos 9M20, aumento de 22,4% ou R\$ 594,5 milhões, resultado, sobretudo, do aumento do total de tributos.

Custos e Despesas Operacionais

No segmento de distribuição de energia, de acordo com a ANEEL, a estrutura de custos e despesas operacionais é dividida entre (i) Parcela A (chamados aqui custos não gerenciáveis pela distribuidora) e (ii) Parcela B (que representam os custos gerenciáveis pela distribuidora).

Na Parcela A, ou custos não-gerenciáveis, estão inclusos os custos de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição e sua depreciação.

A seguir, estão demonstrados os Custos e Despesas Operacionais da Companhia, segregados entre gerenciáveis e não-gerenciáveis.

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	(1.232.115)	(660.557)	86,5%	(781.920)	57,6%	(2.805.775)	(2.028.558)	38,3%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(157.078)	(199.943)	-21,4%	(198.196)	-20,7%	(546.582)	(483.472)	13,1%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(121.363)	(4.556)	>100,0%	(72.592)	67,2%	(299.909)	42.884	<-100,0%
Total - Não gerenciáveis	(1.510.556)	(865.056)	74,6%	(1.052.708)	43,5%	(3.652.266)	(2.469.146)	47,9%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(26.838)	(32.909)	-18,4%	(35.608)	-24,6%	(109.963)	(103.939)	5,8%
Material e Serviços de Terceiros	(160.192)	(125.187)	28,0%	(131.173)	22,1%	(423.052)	(387.570)	9,2%
Depreciação e Amortização	(110.136)	(108.873)	1,2%	(114.052)	-3,4%	(343.548)	(308.926)	11,2%
Custo de Desativação de Bens	-	(10.842)	-100,0%	-	-	-	(32.645)	-100,0%
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(154.190)	(18.223)	>100,0%	(140.140)	10,0%	(385.806)	(55.482)	>100,0%
Custo de Construção	(367.420)	(252.449)	45,5%	(285.980)	28,5%	(825.084)	(724.758)	13,8%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(32.729)	359	<-100,0%	(3.337)	>100,0%	(58.682)	(22.029)	>100,0%
Recuperação de Perdas	-	-	-	-	-	-	13.882	-100,0%
Perda de recebíveis de clientes	(30.254)	(26.472)	14,3%	(49.663)	-39,1%	(119.722)	(77.371)	54,7%
Receita de multa por impontualidade de clientes	12.785	12.123	5,5%	1.231	>100,0%	15.145	47.985	-68,4%
Outras receitas/despesas operacionais	(23.427)	(18.900)	24,0%	(37.918)	-38,2%	(96.128)	(58.832)	63,4%
Total - Gerenciáveis	(892.401)	(581.373)	53,5%	(796.640)	12,0%	(2.346.840)	(1.709.685)	37,3%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(2.402.957)	(1.446.429)	66,1%	(1.849.348)	29,9%	(5.999.106)	(4.178.831)	43,6%

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

Os custos e despesas operacionais no 3T21 tiveram um incremento de 66,1% (R\$ 956,5 milhões) em relação ao 3T20. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia alcançaram o montante de R\$ 2,0 bilhão no 3T21, o que representa um aumento de 70,5% (R\$ 841,6 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior.

Custos e Despesas Não Gerenciáveis, totalizaram R\$ 1,5 bilhão, montante 74,6% (R\$ 645,5 milhões) superior ao registrado no 3T20 (R\$ 865,1 milhões). Os principais efeitos foram:

- aumento na rubrica Energia Elétrica Comprada para Revenda (R\$ 571,6 milhões) decorrente, principalmente, de maiores custos com energia comprada de Itaipu, resultado, sobretudo, da variação cambial no período, além do aumento de custo das Cotas (Lei nº 12.783/2013), e de maior encargo com risco hidrológico registrado no trimestre;
- aumento nos Encargos dos Serviços do Sistema (ESS), em um montante de R\$ 116,8 milhões, em função, sobretudo, de maior encargo por restrição operativa.

No acumulado do ano, os custos não-gerenciáveis totalizaram R\$ 3,7 bilhões, resultado 47,9% superior ao registrado no 9M20. Tal variação também é justificada pelos motivos explicados acima.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis, no 3T21, apresentaram aumento de R\$ 196,1 milhões, excluindo o efeito de custo de construção. As principais variações podem ser explicadas pelo:

- Aumento de R\$ 135,9 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa 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 de R\$ 35,0 milhões em Material e Serviços de Terceiros devido ao aumento dos custos da companhia referente a manutenção operacional em campo, visita técnica para atendimento aos clientes;
- Aumento de R\$ 33,0 em Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas motivado pela normalização da rotina de processos judiciais com o abrandamento da pandemia e efeito extraordinário de reversão de provisão ocorrido em 2020.

No acumulado do ano, os custos gerenciáveis somaram R\$ 2,3 bilhões, montante 37,3% superior que o valor registrado no mesmo período do ano passado. Excluindo-se os custos de construção o aumento registrado foi de 54,5%, ou R\$ 536,8 milhões. A variação, total, explica-se pelo:

- Aumento na Provisão para Créditos de Liquidação duvidosa no montante de R\$ 330,3 milhões em razão das justificativas da análise trimestral e do efeito negativo provocado, substancialmente, pela Lei Estadual 8.769/20 que proibiu o corte de energia aos clientes inadimplentes;
- Redução de R\$ 32,8 milhões em receita de multa por impontualidade de clientes, em razão da suspensão da cobrança de multas e juros em decorrência do Plano de Contingência da Secretaria do Estado de Saúde do Rio de Janeiro, como consequência da pandemia.

- Aumento de R\$ 36,7 em Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas motivado pela normalização da rotina de processos judiciais com o abrandamento da pandemia.

EBITDA

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)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	(10.731)	(53.523)	-80,0%	(61.153)	-82,5%	(26.457)	(3.949)	>100,0%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 29)	(564)	(26.361)	-97,9%	9.085	<-100,0%	31.710	(36)	<-100,0%
(+) Resultado Financeiro (NE 28)	(38.662)	163.425	<-100,0%	(2.680)	>100,0%	(61.780)	315.225	<-100,0%
(=) EBIT	(49.957)	83.541	<-100,0%	(54.748)	-8,8%	(56.527)	311.240	<-100,0%
(+) Depreciações e Amortizações	110.136	108.873	1,2%	114.052	-3,4%	343.548	308.926	11,2%
(=) EBITDA	60.179	192.414	-68,7%	59.304	1,5%	287.021	620.166	-53,7%

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

EBITDA em 2021 foi impactado negativamente pela da Lei Estadual 8.769/20, que proibiu o corte de energia dos clientes inadimplentes, acarretando em um aumento na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Resultado Financeiro*

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicação Financeira	6.628	3.367	96,9%	909	>100,0%	9.434	5.481	72,1%
Juros e atualização financeira por impontualidade de clientes	11.738	9.924	18,3%	7.841	49,7%	28.107	33.572	-16,3%
Variações monetárias	150	7.848	-98,1%	689	-78,2%	839	14.205	-94,1%
Ativo indenizável - Marcação a Mercado	138.569	36.891	>100,0%	80.944	71,2%	309.888	49.460	>100,0%
Variação cambial de dívidas	53.256	-	-	92.313	-42,3%	378.612	-	-
Dívida - Marcação a mercado	-	1.944	-100,0%	-	-	-	3.494	-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	182.202	33.260	>100,0%	(103.339)	<-100,0%	473.690	381.317	24,2%
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	6.328	2.219	>100,0%	2.881	>100,0%	16.751	11.120	50,6%
Outras receitas financeiras	(1.388)	8.537	<-100,0%	3.864	<-100,0%	5.283	10.780	-51,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(1.070)	(1.945)	-45,0%	(1.257)	-14,9%	(2.815)	(3.563)	-21,0%
Total - Receitas Financeiras	396.413	102.045	>100,0%	84.845		1.219.789	505.866	>100,0%
Despesas financeiras								
Variação monetária de dívidas	(1.207)	-	-	(2.996)	-59,7%	(5.978)	-	-
Variação cambial de dívidas	(185.654)	(30.322)	>100,0%	105.244	<-100,0%	(468.014)	(375.419)	24,7%
Dívida - Marcação a mercado	-	-	-	-	-	(2.158)	-	-
Encargo de dívidas e mútuos	(50.572)	(30.710)	64,7%	(40.975)	23,4%	(124.302)	(87.689)	41,8%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(17.463)	(163.053)	-89,3%	(17.876)	-2,3%	(56.549)	(234.999)	-75,9%
Encargo de fundo de pensão	(9.731)	(7.373)	32,0%	(9.730)	0,0%	(29.192)	(22.121)	32,0%
Juros debêntures	(13.289)	(9.098)	46,1%	(8.460)	57,1%	(26.985)	(40.293)	-33,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(72.154)	(8.164)	>100,0%	(98.741)	-26,9%	(406.496)	(18.298)	>100,0%
Encargos com vendas de recebíveis	-	(130)	-100,0%	-	-	-	(167)	-100,0%
Variação monetária de passivos financeiros setoriais	(2.639)	-	-	(1.412)	86,9%	(19.142)	-	-
Outras despesas financeiras	(5.042)	(16.620)	-69,7%	(7.219)	-30,2%	(19.193)	(42.105)	-54,4%
Total - Despesas Financeiras	(357.751)	(265.470)	34,8%	(82.165)	>100,0%	(1.158.009)	(821.091)	41,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	38.662	(163.425)	<-100,0%	2.680	>100,0%	61.780	(315.225)	<-100,0%

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

O resultado financeiro líquido da Enel Distribuição Rio apresentou uma receita de R\$ 38,7 milhões, montante R\$ 202,1 milhões maior em relação ao registrado no 3T20, como consequência das seguintes variações relevantes: (i) maior receita de ativo indenizável no valor de R\$ 101,7 milhões, em razão, sobretudo, do reconhecimento dos efeitos da revisão tarifária e do aumento do IPCA que é utilizado para atualização desse ativo; parcialmente compensado por (ii) aumento de encargos de dívida e mútuos em R\$ 19,9 milhões entre os períodos.

No acumulado do ano, a receita financeira líquida da Companhia totalizou R\$ 61,8 milhões, resultado superior a despesa registrada nos 9M20 em R\$ 377,0 milhões. Essa variação explica-se, sobretudo, pela: (i) maior receita de ativo indenizável, em um montante de R\$ 260,4 milhões, (ii) menor despesa de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas no montante de R\$ 178,5 milhões; parcialmente compensado por (iii) aumento de encargos de dívida e mútuos em R\$ 36,6 milhões entre os períodos.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Tributos (IR/CSLL)

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
IR e CSLL - correntes	17.893	-	-	(55.379)	<-100,0%	(100.928)	-	-
IR e CSLL - diferidos	(17.329)	26.361	<-100,0%	46.294	<-100,0%	69.218	36	>100,0%
Total	564	26.361	-97,9%	(9.085)	<-100,0%	(31.710)	36	<-100,0%

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

As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no 3T21 registraram uma redução de R\$ 25,8 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado do ano as despesas totais, líquidas, com IR, CSLL e Incentivos fiscais registraram uma redução de R\$ 31,7 milhões. A redução observada é resultado do menor lucro tributável apurado no período quando comparado ao mesmo período de 2020.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	5.461.614	4.483.610	21,8%	4.661.060	17,2%	5.461.614	4.483.610	21,8%
Dívida com Terceiros	2.326.692	2.607.128	-10,8%	2.582.029	-9,9%	2.326.692	2.607.128	-10,8%
Dívida Intercountry	3.134.923	1.876.482	67,1%	2.079.031	50,8%	3.134.923	1.876.482	67,1%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	513.773	795.376	-35,4%	328.789	56,3%	513.773	795.376	-35,4%
Dívida líquida (R\$ mil)	4.947.841	3.688.234	34,2%	4.332.271	14,2%	4.947.841	3.688.234	34,2%
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	4,77	4,01	19,0%	4,22	13,0%	4,77	4,01	19,2%
Dívida Líquida / EBITDA(2)*	4,33	3,30	31,2%	3,93	10,2%	4,33	3,30	31,2%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,60	0,55	8,6%	0,56	7,1%	0,60	0,55	8,6%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,58	0,51	14,3%	0,54	6,3%	0,58	0,51	14,3%

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

(2)* EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações (acumulado nos últimos 12 meses) + Provisões para crédito de liquidação duvidosa + Recuperação/perda de recebíveis de clientes + Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas

A dívida bruta da Companhia aumentou R\$ 978 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) novas captações no montante de R\$ 2.867 milhões para capital de giro, dos quais R\$ 106 milhões referem-se a mútuos com sua controladora Enel Brasil, R\$ 1.881 milhões referem-se a mútuos com a Enel Financial International e R\$ 880 milhões a dívida bancária; (ii) provisão de encargos e variações monetárias de R\$ 208 milhões; compensados parcialmente, por (iii) amortizações em torno de R\$ 1.985 milhões, e pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 126 milhões ocorridos entre os períodos.

A Enel Distribuição Rio encerrou o 3T21 com o custo médio de dívida no período de 5,59% a.a.

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.

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 Nº 2.979/2018, no valor de até R\$ 1.700 milhões.

Devido às incertezas causadas pela pandemia do COVID19, que provocou alterações no planejamento financeiro nos anos de 2020 e 2021, com 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\$ 1.000 bilhão, através do despacho Nº 1.923 de 01 de julho de 2020 e, posteriormente, mais R\$ 600 milhões por meio do despacho Nº 902 de 30 de março de 2021, totalizando um montante de R\$ 3.300 milhões.

Da dívida *intercompany*, o montante de R\$ 1.199 milhões, refere-se a crédito com a controladora Enel Brasil cuja exigibilidade é flexível, podendo ser renegociado por prazo suficiente até que a Companhia demonstre capacidade financeira para liquidar essas dívidas sem comprometer seus índices de endividamento e capacidade de pagamento.

Índices Financeiros - *Covenants*

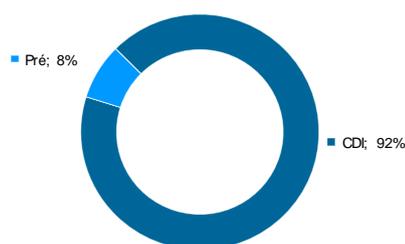
Conforme descrito nas Notas Explicativas nº 18 e 19 das Informações trimestrais referentes ao terceiro trimestre de 2021, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados com base em suas Informações Trimestrais e Demonstrações Contábeis Anuais, os quais foram atingidos em 31 de setembro de 2021. Segue abaixo o cálculo do *covenant* financeiro exigido na debênture de 10ª emissão da Enel Distribuição Rio.

<u>Cálculo dos Indicadores Financeiros*</u>	<u>3T21</u>
Lucro (prejuízo) Líquido	26.416
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	(58.643)
(-) Resultado Financeiro	139.085
(-) Provisões para Contingências	(59.915)
(-) Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa	(667.940)
(-) Depreciação e Amortização	(470.104)
EBITDA 12 Meses	1.143.933
Empréstimos e Financiamentos	1.295.951
Debêntures	1.001.761
Mútuos com partes relacionadas (não subordinados)	2.065.740
(-) Caixa e Equivalente de Caixa	399.045
(-) Aplicações Financeiras	114.728
(-) Depósito em garantias de financiamento	-
Dívida Financeira Líquida	3.849.679
<u>Covenant Financeiro</u>	
Dívida Fin. Líquida/EBITDA - Limite Máx. 3,50	3,37

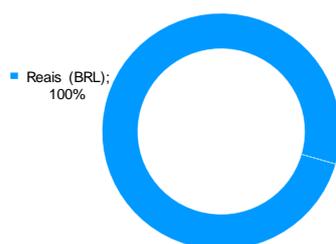
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Set/21



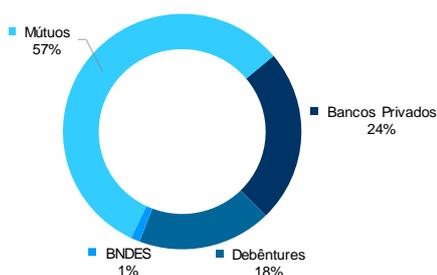
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Set/21



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

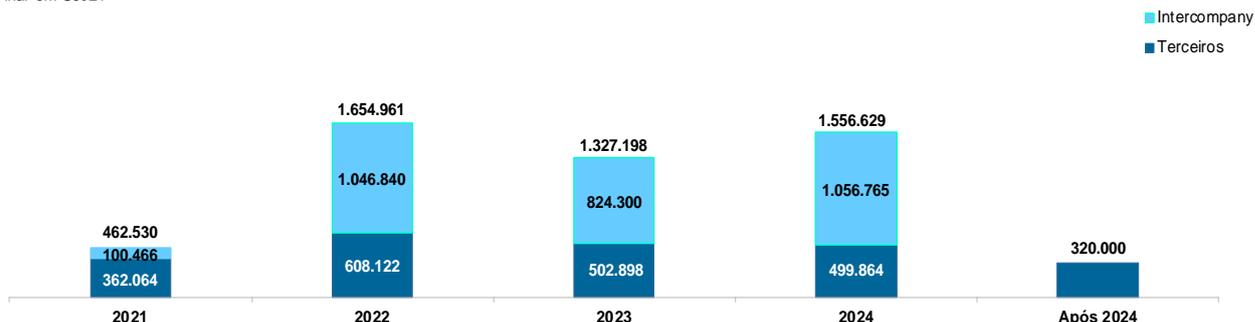


Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Set/21



Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)

Posição Final em Set/21



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Novas Conexões	112.611	61.050	84,5%	119.326	-5,6%	288.152	187.713	53,5%
Rede	145.553	91.631	58,8%	97.464	49,3%	295.887	273.893	8,0%
Combate às Perdas	55.063	47.810	15,2%	46.018	19,7%	125.875	116.870	7,7%
Qualidade do Sistema Elétrico	64.961	35.576	82,6%	20.643	>100,0%	105.405	141.831	-25,7%
Adequação à carga	25.529	8.245	>100,0%	30.803	-17,1%	64.607	15.192	>100,0%
Outros	73.621	64.223	14,6%	89.256	-17,5%	192.772	154.626	24,7%
Total Investido	331.785	216.904	53,0%	306.046	8,4%	776.811	616.232	26,1%
Aportes / Subsídios / Depósitos Judiciais	-	(61)	-100,0%	-	-	-	(2.419)	-100,0%
Investimento Líquido	331.785	216.843	53,0%	306.046	8,4%	776.811	613.813	26,6%

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

No 3T21, a Companhia investiu R\$ 331,8 milhões, um aumento de 53,0% em comparação ao mesmo período do ano passado. O foco dos investimentos foi na expansão por meio de novas conexões para acompanhar o crescimento vegetativo da área de concessão, além de atividades de adequação de infraestrutura e na qualidade do sistema elétrico. Na rubrica “outros”, destacam-se também o investimento em manutenção que aumentam a vida útil dos ativos (R\$ 31,4 milhões). No acumulado do ano, a Companhia investiu R\$ 776,8 milhões, volume 26,6% maior comparado ao investido nos 9M20.

5 TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes

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 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

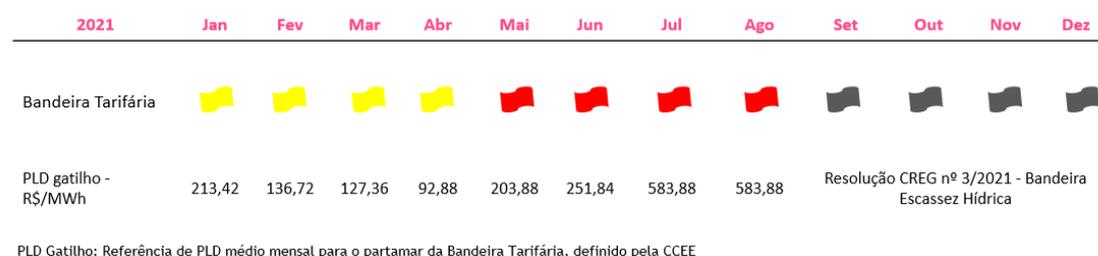
o sistema das bandeiras tarifárias, que retornou sua vigência a partir de 1º de dezembro de 2020 com o acionamento da bandeira vermelha - patamar 2.

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 janeiro de 21 a março de 21. Com a piora do cenário hidrológico, a bandeira vermelha patamar 1 foi acionada em maio de 2021 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 terem os valores de bandeira dentre os patamares já conhecidos (REH 2.888/21).

A Bandeira Escassez Hídrica possui vigência de setembro de 2021 à abril de 2022, e durante este período, a tarifa será acrescida de R\$ 14,2 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

As bandeiras tarifárias que vigoraram em 2020 e até 3º trimestre de 2021, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:



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 nº 885/2020). 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. 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.

Reajuste Tarifário Anual 2021

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 09 de março, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2021 a ser aplicado a partir de 15 de março de 2021.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +12,57% composto por reajuste econômico de +16,86% e componente financeiro de -4,29%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de +6,02%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	4,93%
Energia Comprada	4,47%
Encargos de Transmissão	5,65%
Parcela A	15,15%
Parcela B	1,71%
Reajuste Econômico	16,86%
CVA Total	8,29%
Reversão Conta Covid	-14,29%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,71%
Reajuste Financeiro	-4,29%
Reajuste Total	12,57%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-6,54%
Efeito para o consumidor	6,02%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 22,87%, representando 15,15% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.086 milhões. Um aumento de 34,42%, representando 4,93% no reajuste econômico em função principalmente do encargo do PROINFA (23,97%);
- Energia Comprada: R\$ 2.561 milhões. O aumento de 10,92% decorre principalmente do aumento do custo unitário de contratos de Energia Nova e Alternativa – modalidade CCEAR por disponibilidade e também da variação de preço da energia de Itaipu indexada em dólar. O aumento do custo de compra de energia representa 4,47% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 877 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de 57,14%, correspondendo a um efeito de 5,65% no reajuste econômico. Sobre esse item, destaca-se a publicação das Resoluções Homologatórias nº 2.725 e 2.726, ambas de julho de 2020, as quais aprovaram, respectivamente, as novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão e as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 5,06%, representando uma participação de 1,71% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 28,94%, no período de 12 meses findos em fevereiro de 2021; e
- Fator X de 0,09 %, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de -0,12%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel RJ;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de 0,21%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de 0%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de -R\$ 242 milhões, dentre os quais destacamos R\$ 468 milhões positivos referentes aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), Sobrecontratação de R\$ 21,05 milhões, Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 158,17 milhões e Neutralidade de R\$ 121,21 milhões. Por fim, vale destacar que foi considerado um financeiro negativo relativo à conta Covid de -R\$ 712,62 milhões, um financeiro de adiantamento do repasse dos créditos tributários de alteração da base de cálculo de PIS/COFINS de - R\$ 386 milhões e um diferimento de R\$ 53 milhões de Parcela B.

O reajuste tarifário médio de +6,02% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	10,38%
Baixa Tensão	4,63%
Efeito Médio	6,02%

Sobrecontratação Involuntária

Por meio do Despacho nº 2.508, de 27 de agosto de 2020, a ANEEL determinou os valores de sobrecontratação involuntária, porém sem levar em consideração às ações de máximo esforço que a ENEL Rio 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 2.930, 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 Ministério de Minas e Energia, 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).