

Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T22

Enel Distribuição Rio

Ampla Energia e Serviços S.A.

29 de abril de 2022

Relações com Investidores

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

Rio de Janeiro, 29 de abril de 2022 – 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 primeiro trimestre de 2022 (“1T22”). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a Legislação Societária.

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.055	2.830	8,0%	2.796	9,3%
Receita Bruta (R\$ mil)	3.740.045	3.003.693	24,5%	3.892.713	-3,9%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.126.655	1.885.354	12,8%	2.530.790	-16,0%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	351.449	257.913	36,3%	702.434	-50,0%
Margem EBITDA (%)*	16,53%	13,68%	2,85 p.p	27,76%	-11,23 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	19,42%	15,05%	4,37 p.p	31,20%	-11,78 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	220.167	138.553	58,9%	580.267	-62,1%
Margem EBIT (%)*	10,35%	7,35%	3,00 p.p	22,93%	-12,58 p.p
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	39.082	45.427	-14,0%	200.234	-80,5%
Margem Líquida	1,84%	2,41%	-0,57 p.p	7,91%	-6,07 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	2,16%	2,65%	-0,49 p.p	8,89%	-6,73 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	299.759	138.980	>100,0%	366.057	-18,1%
DEC (12 meses)*	10,01	10,24	-2,2%	9,88	1,3%
FEC (12 meses)*	5,00	6,06	-17,5%	5,17	-3,3%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	93,39%	93,59%	-0,20 p.p	94,50%	-1,11 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	21,87%	24,84%	-2,97 p.p	24,01%	-2,14 p.p
Nº de Consumidores Efetivos Faturados*	2.991.997	2.788.747	7,3%	2.709.756	10,4%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	966	997	-3,1%	962	0,4%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	241	293	-17,7%	228	5,7%
PMSO (4)/Consumidor*	432,99	336,86	28,5%	384,13	12,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	236	289	-18,3%	221	6,8%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	12.668	9.635	31,5%	12.262	3,3%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21, (2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações

(3) EBIT: Resultado do Serviço e (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A 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 aproximadamente 7,0 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS

	1T22	1T21	Var. %
Área de Concessão (km ²)	32.615	32.615	-
Municípios (Qte.)	66	66	-
Habitantes (Qte.) (1)	6.876.926	7.063.585	-2,6%
Consumidores Efetivos Faturados (Unid.)	2.991.997	2.788.747	7,3%
Linhas de Distribuição (Km)	57.889	57.439	0,8%
Linhas de Transmissão (Km)	3.458	3.453	0,1%
Subestações (Unid.)	127	126	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.406	11.000	3,7%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	3,44%	3,21%	0,23 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,28%	2,20%	0,08 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. Dados operacionais prévios referente ao 1T22.

Mercado Bursátil

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

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Ordinárias - ON (CBEE3)	21,92	16,09	36,2%	23,00	-4,7%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

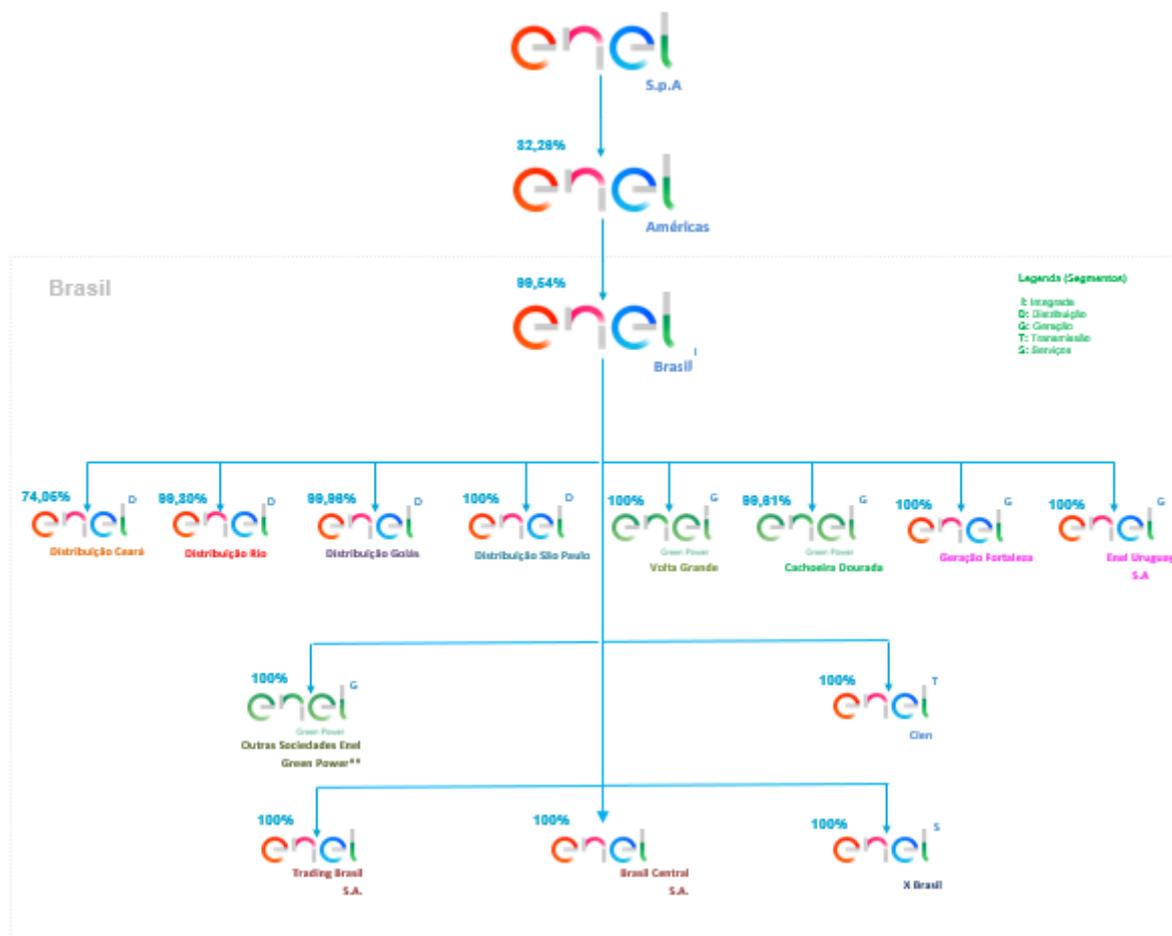
A Enel Distribuição Rio é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem a seguinte estrutura de controle, considerando o resultado do Aumento de Capital realizado em 7 de março de 2022:

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 29/04/2022)

	ON (1)	%	TOTAL	%
Controladores	239.730.313	99,80%	239.730.313	99,80%
Enel Brasil	239.730.313	99,80%	239.730.313	99,80%
Não Controladores	479.608	0,20%	479.608	0,20%
Outros	479.608	0,20%	479.608	0,20%
Totais	240.209.921	100,00%	240.209.921	100,00%

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

Posição em 29 de abril de 2022



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

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.991.183	2.788.035	7,3%	2.708.988	10,4%
Residencial - Convencional	2.526.622	2.429.551	4,0%	2.320.872	8,9%
Residencial - Baixa Renda	246.621	141.527	74,3%	184.524	33,7%
Industrial	3.418	3.365	1,6%	3.340	2,3%
Comercial	132.206	131.725	0,4%	121.119	9,2%
Rural	64.468	64.081	0,6%	61.278	5,2%
Setor Público	17.848	17.786	0,3%	17.855	-0,0%
Clientes Livres	809	686	17,9%	763	6,0%
Industrial	138	132	4,5%	137	0,7%
Comercial	616	505	22,0%	572	7,7%
Setor Público	54	48	12,5%	53	1,9%
Residencial	1	1	-	1	-
Revenda	5	26	-80,8%	5	-
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	2.991.997	2.788.747	7,3%	2.709.756	10,4%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

A Companhia encerrou o 1T22 com um aumento de 7,3% no número de consumidores efetivos faturados em relação ao registrado no 1T21, explicado pelo crescimento de 7,3% e 17,9% no mercado cativo e no mercado livre, respectivamente.

No mercado cativo, os clientes residenciais – convencionais registraram aumento de 4,0% enquanto a classe residencial baixa renda, registrou um aumento significativo de 74,3% no trimestre, reflexo da migração de clientes devido a implementação da resolução normativa 953/2021 da Aneel, que passou a vigorar em 2022, e tornou obrigatório a atualização cadastral e o enquadramento automático de clientes aptos a adesão em tal categoria.

Já os clientes livres apresentaram crescimento de 17,9% no trimestre, refletindo a migração de clientes do mercado cativo.

No 1T22 os investimentos voltados para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 136,8 milhões, 143,4% superior ao montante investido no 1T21.

Venda de Energia na Área de Concessão

A venda de energia em nossa área de concessão, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 1T22 em 3.052 GWh contra 2.825 GWh no 1T21, representando um aumento de 8,0%, em função principalmente de uma adequação no procedimento de faturamento em 2021, reduzindo a base de comparação.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.184	2.258	-3,3%	1.934	12,9%
Clientes Livres	744	483	54,0%	735	1,2%
Revenda	124	84	47,6%	123	0,8%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.052	2.825	8,0%	2.792	9,3%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Residencial - Convencional	1.301	1.401	-7,1%	1.118	16,4%
Residencial - Baixa Renda	96	66	45,5%	65	47,7%
Industrial	36	36	-	37	-2,7%
Comercial	393	405	-3,0%	355	10,7%
Rural	40	45	-11,1%	39	2,6%
Setor Público	318	305	4,3%	321	-0,9%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.184	2.258	-3,3%	1.934	12,9%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

No 1T22, o total de venda de energia no mercado cativo sofreu uma redução de -3,3% em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior relacionado às temperaturas mais baixas registradas no 1T22 em comparação ao 1T21 de cerca de 1 °C, impactando as principais classes de consumo.

Outro fator que também afetou negativamente a venda de energia no período, porém em menor escala, foi a queda da renda média habitual da população no 1T22 em comparação ao ano passado, o que estimulou na redução do consumo.

Em contrapartida, o consumo na classe residencial – baixa renda apresentou um aumento de 45,5% em relação ao trimestre do ano anterior, refletindo o aumento no número de consumidores nesta classe, relacionado à migração de clientes devido a implementação da resolução normativa 953/2021 da Aneel, conforme explicado acima.

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

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Residencial - Convencional	515	577	-10,7%	482	6,8%
Residencial - Baixa Renda	389	466	-16,5%	350	11,1%
Industrial	10.650	10.698	-0,4%	10.989	-3,1%
Comercial	2.973	3.075	-3,3%	2.934	1,3%
Rural	615	702	-12,4%	641	-4,1%
Setor Público	17.844	17.148	4,1%	17.952	-0,6%
Total – Venda per Capita no Mercado Cativo	730	810	-9,9%	714	2,2%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Industrial	518	345	50,1%	532	-2,6%
Comercial	184	110	67,3%	164	12,2%
Setor Público	41	28	46,4%	38	7,9%
Residencial	1	-	-	1	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	744	483	54,0%	735	1,2%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

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

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Industrial	3.755	2.614	43,6%	3.880	-3,2%
Comercial	298	218	36,7%	287	3,8%
Setor Público	765	583	31,2%	720	6,3%
Residencial	884	-	-	1.258	-29,7%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	920	704	30,7%	964	-4,6%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

O consumo de energia para o mercado livre apresentou um aumento de 54% no 1T22 comparado ao mesmo trimestre do ano passado refletindo uma adequação no procedimento de faturamento no 1T21, que passou a ser realizado nos primeiros dias do mês seguinte à leitura. Anteriormente, o processo de leitura e faturamento eram realizados no mesmo mês. Desta forma, o 1T21 inclui apenas 2 meses de faturamento de energia.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWh)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Itaipu	516	528	-2,3%	540	-4,4%
Angra I e II	97	101	-4,0%	103	-5,8%
PROINFA	45	43	4,7%	56	-19,6%
Leilão e Quotas	2.551	2.585	-1,3%	2.532	0,8%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.209	3.257	-1,5%	3.231	-0,7%
Liquidação na CCEE	154	184	-16,3%	(368)	<-100,0%
Total - Compra de Energia	3.363	3.441	-2,3%	2.863	17,5%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Balanco de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	4.172	4.173	-0,0%	3.564	17,1%
Energia distribuída (GWh)	3.055	2.830	8,0%	2.796	9,3%
Residencial - Convencional	1.301	1.401	-7,1%	1.118	16,4%
Residencial - Baixa Renda	96	66	45,5%	65	47,7%
Industrial	36	36	-	37	-2,7%
Comercial	393	405	-3,0%	355	10,7%
Rural	40	45	-11,1%	39	2,6%
Setor Público	318	305	4,3%	321	-0,9%
Clientes Livres	744	483	54,0%	735	1,2%
Revenda	124	84	47,6%	123	0,8%
Consumo Próprio	3	5	-40,0%	4	-25,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (GWh)	1.117	1.343	-16,8%	768	45,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (%)	26,76%	32,18%	-5,42 p.p	21,55%	5,21 p.p

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

4 INDICADORES OPERACIONAIS

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	10,01	10,24	-2,2%	9,88	1,3%
FEC 12 meses (vezes)	5,00	6,06	-17,5%	5,17	-3,3%
Perdas de Energia 12 meses (%)	21,87%	24,84%	-2,97 p.p	24,01%	-2,14 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	93,39%	93,59%	-0,20 p.p	94,50%	-1,11 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	241	293	-17,7%	228	5,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	236	289	-18,4%	221	6,9%
PMSO (2)/Consumidor	433	337	28,5%	384	12,7%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	12.668	9.635	31,5%	12.262	3,3%

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

Qualidade do Fornecimento*



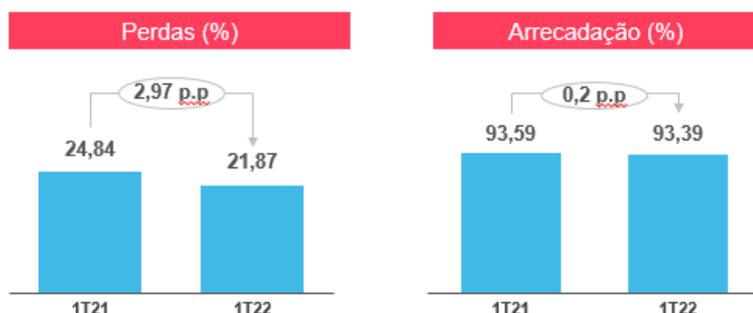
Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. Os indicadores DEC e FEC apresentaram queda no 1T22 em relação ao 1T21 na ordem de 2,2% e 17,5% respectivamente. Esta melhoria na qualidade do

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados operacionais prévios referente ao 1T22.

sistema tem como principal reflexo o resultado dos investimentos contínuos em automação e telecomandos realizados ao longo dos anos.

A Enel Distribuição Rio investiu R\$ 73,9 milhões em adequação à carga e qualidade do sistema no 1T22, valor 163,2% superior ao montante investido no 1T21.

Disciplina de Mercado*



As perdas de energia TAM¹ – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram 21,87% no 1T22, uma redução de 2,97 p.p. em relação às perdas registradas no 1T21, de 21,87%. 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.

A redução observada é resultado da anualização em fevereiro de 2022 do efeito da REN Aneel 863/2019, que obrigou as distribuidoras a faturar os clientes do Grupo A conforme calendário cível a partir de janeiro de 2021. Por esta razão, foi necessário um ajuste de processo e postergação no faturamento destes clientes, o que contribuiu com o maior valor registrado em 2021, uma vez que o índice de perdas é calculado com base na quantidade de energia faturada do cliente.

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 99,45% no primeiro trimestre de 2022, um acréscimo de 0,02 p.p em relação ao primeiro trimestre de 2021. Nas ações de combate a fraudes de energia, a empresa aumentou em 14% o volume de ações de fiscalizações de medições executadas no primeiro trimestre de 2022 em relação ao primeiro trimestre de 2021 com objetivo de identificar e corrigir possíveis perdas de energia advindas de fraudes e avarias de equipamentos de medição.

No 1T22, foi investido no combate às perdas o montante de R\$ 27,1 milhões*.

Em relação ao indicador de arrecadação, o mesmo manteve-se praticamente estável, com uma redução de 0,2 pontos percentuais no 1T22 versus 1T21. A Companhia continuou com a realização de ações para reduzir os níveis de inadimplência durante o 1T22, tais como 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. Dados prévios referente ao 1T22.

¹ No 4T21 foi adotado uma nova metodologia para o cálculo de perdas, o qual reflete as perdas regulatórias calculadas pela Aneel. Os dados utilizados para o cálculo são extraídos diretamente do relatório SAMP (Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica /SIASE (Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico) e serão finalizados apenas posteriormente a data de publicação do 4T21.

5 **DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO**

Resultado

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

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	3.740.045	3.003.693	24,5%	3.892.713	-3,9%
Deduções à Receita Operacional	(1.613.390)	(1.118.339)	44,3%	(1.361.923)	18,5%
Receita Operacional Líquida	2.126.655	1.885.354	12,8%	2.530.790	-16,0%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.906.488)	(1.746.801)	9,1%	(1.950.523)	-2,3%
EBITDA(2)*	351.449	257.913	36,3%	702.434	-50,0%
Margem EBITDA*	16,53%	13,68%	2,85 p.p	27,76%	-11,23 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	19,42%	15,05%	4,37 p.p	31,20%	-11,78 p.p
EBIT(3)*	220.167	138.553	58,9%	580.267	-62,1%
Margem EBIT*	10,35%	7,35%	3,00 p.p	22,93%	-12,58 p.p
Resultado Financeiro	(156.522)	(69.937)	>100,0%	(397.337)	-60,6%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(24.563)	(23.189)	5,9%	17.304	<-100,0%
Lucro Líquido	39.082	45.427	-14,0%	200.234	-80,5%
Margem Líquida	1,84%	2,41%	-0,57 p.p	7,91%	-6,07 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	2,16%	2,65%	-0,49 p.p	8,89%	-6,73 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	0,16	0,27	-40,3%	1,20	-86,5%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21, (2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações

(3) EBIT: Resultado do Serviço

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Fornecimento de Energia	2.691.491	2.375.600	13,3%	2.269.549	18,6%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(12.598)	(10.312)	22,2%	(7.284)	73,0%
Subvenção baixa renda	18.963	12.092	56,8%	12.115	56,5%
Subvenção de recursos da CDE	72.395	54.748	32,2%	60.495	19,7%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.770.251	2.432.128	13,9%	2.334.875	18,6%
Ativos e passivos financeiros setoriais	208.328	131.270	58,7%	454.198	-54,1%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	275.490	150.921	82,5%	239.766	14,9%
Receita de Construção	316.865	171.684	84,6%	279.334	13,4%
Venda de Energia Excedente - MVE	6.191	-	-	87.530	-92,9%
Marcação a mercado de ativo indenizável (a)	129.312	90.375	43,1%	459.053	-71,8%
Outras Receitas	33.608	27.315	23,0%	37.957	-11,5%
Total - Receita Operacional Bruta	3.740.045	3.003.693	24,5%	3.892.713	-3,9%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Rio teve um aumento de 24,5% (R\$ 736,4 milhões) no 1T22 em relação ao 1T21. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia alcançou o montante de R\$ 3,4 bilhões no 1T22, o que representa um aumento de 20,9% (R\$ 591,2 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 2,8 bilhões. O aumento da receita operacional bruta é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento na rubrica de Fornecimento de energia em R\$ 315,9 milhões devido: (i) ao aumento do consumo de energia no período; (ii) a implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto de 2021; e (iii) em menor proporção, o reajuste tarifário de 2022 vigente desde 15 de março de 2022;
- Aumento de R\$ 124,6 milhões na rubrica de Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda em relação ao 1T21, como resultado, do aumento de clientes e do consumo no mercado livre;
- Aumento em ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R\$ 77,1 milhões, como resultado de maior constituição de ativo regulatório no período.

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

a ser contabilizadas como Receita Operacional. O impacto desta reclassificação no 1T21 corresponde ao montante de R\$ 90.375 mil.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
ICMS	(791.337)	(639.767)	23,7%	(652.079)	21,4%
PIS	(39.183)	(45.764)	-14,4%	(42.057)	-6,8%
COFINS	(180.479)	(210.791)	-14,4%	(193.716)	-6,8%
ISS	(1.193)	(1.225)	-2,6%	(1.216)	-1,9%
Total - Tributos	(1.012.192)	(897.547)	12,8%	(889.068)	13,8%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(290.480)	(163.670)	77,5%	(202.465)	43,5%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(16.680)	(16.200)	3,0%	(17.746)	-6,0%
Encargos do consumidor - CCRBT	(291.743)	(38.710)	>100,0%	(250.429)	16,5%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.295)	(2.212)	3,8%	(2.215)	3,6%
Total - Encargos Setoriais	(601.198)	(220.792)	>100,0%	(472.855)	27,1%
Total - Deduções da Receita	(1.613.390)	(1.118.339)	44,3%	(1.361.923)	18,5%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

As deduções da receita no 1T22 registraram aumento de 44,3%, R\$ 495,1 milhões em comparação com o 1T21. Os principais efeitos são apresentados a seguir: (i) o aumento de 12,8% (R\$ 114,6 milhões) no total de tributos, decorrente sobretudo do aumento da base de cálculo de ICMS; e (ii) aumento de R\$ 380,4 milhões em Encargos Setoriais, derivados sobretudo pelo aumento de R\$ 253,0 milhões na rubrica de Encargos do consumidor – CCRBT, relacionada com as bandeiras tarifárias, cujo aumento deve-se pela implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto de 2021 e aumento de R\$ 126,8 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético, “CDE”, em função do ajuste no valor das quotas de arrecadação homologado pelo regulador.

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)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(744.483)	(791.740)	-6,0%	(858.499)	-13,3%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(148.760)	(191.308)	-22,2%	(138.544)	7,4%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(139.401)	(105.954)	31,6%	(298.071)	-53,2%
Total - Não gerenciáveis	(1.032.644)	(1.089.002)	-5,2%	(1.295.114)	-20,3%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(39.902)	(47.517)	-16,0%	(45.920)	-13,1%
Material e Serviços de Terceiros	(153.512)	(131.687)	16,6%	(160.444)	-4,3%
Depreciação e Amortização	(131.282)	(119.360)	10,0%	(122.167)	7,5%
Custo de Desativação de Bens	-	-	-	-	-
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(167.988)	(91.476)	83,6%	16.140	<-100,0%
Custo de Construção	(316.865)	(171.684)	84,6%	(279.333)	13,4%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(24.682)	(22.616)	9,1%	(31.567)	-21,8%
Recuperação de Perdas	-	-	-	-	-
Perda de recebíveis de clientes	(40.205)	(39.805)	1,0%	(28.663)	40,3%
Receita de multa por impontualidade de clientes	24.792	1.129	>100,0%	41.116	-39,7%
Outras receitas/despesas operacionais	(24.200)	(34.783)	-30,4%	(44.571)	-45,7%
Total - Gerenciáveis	(873.844)	(657.799)	32,8%	(655.409)	33,3%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.906.488)	(1.746.801)	9,1%	(1.950.523)	-2,3%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

Os custos e despesas operacionais no 1T22 tiveram um incremento de 9,1% (R\$ 159,7 milhões) em relação ao 1T21. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia alcançaram o montante de R\$ 1,6 bilhão no 1T22, o que representa um aumento de 0,9% (R\$ 14,5 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior.

Custos e Despesas Não Gerenciáveis, totalizaram R\$ 1,0 bilhão, montante 5,2% (R\$ 56,4 milhões) inferior ao registrado no 1T21 (R\$ 1,1 bilhão). Os principais efeitos foram:

- redução na rubrica de Energia Elétrica Comprada para Revenda em um montante de R\$ 47,3 milhões, em razão da redução dos custos com a energia comprada de Itaipu, resultado da desvalorização do Dólar frente ao Real no 1T22 versus 1T21;
- redução na rubrica de encargos do uso do sistema de transmissão no valor de R\$ 42,5 milhões decorrente, de ajuste no valor provisionado afim de equilibrar o montante de uso do sistema de transmissão contratado.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis, no 1T22, apresentaram aumento de R\$ 71,0 milhões, excluindo o efeito de custo de construção. As principais variações podem ser explicadas pelo:

- Aumento da rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (R\$ 76,5 milhões) explicado principalmente pela deterioração do poder econômico da população em conjunto com o aumento do custo de energia;
- Aumento de R\$ 21,8 milhões em Material e Serviço de Terceiros devido ao aumento dos custos da companhia referente a manutenção operacional em campo, visita técnica para atendimento aos clientes;
- Compensado parcialmente pelo aumento de R\$ 23,7 milhões em Receita de multa por impontualidade de clientes em razão do resultado da retomada da interrupção por inadimplência em julho de 2021. Outro fator que contribuiu para a melhora foram as diversas ações realizadas por parte da Companhia para reduzir os níveis de inadimplência.

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)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	39.082	45.427	-14,0%	200.234	-80,5%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 29)	24.563	23.189	5,9%	(17.304)	<-100,0%
(+) Resultado Financeiro (NE 28)	156.522	69.937	>100,0%	397.337	-60,6%
(=) EBIT	220.167	138.553	58,9%	580.267	-62,1%
(+) Depreciações e Amortizações	131.282	119.360	10,0%	122.167	7,5%
(=) EBITDA	351.449	257.913	36,3%	702.434	-50,0%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

O EBITDA da Enel Rio no 1T22 atingiu o montante de R\$ 351,4 milhões, o que representa um aumento de R\$ 93,5 milhões em relação ao 1T21, efeito do aumento da receita operacional decorrente da implementação da bandeira de escassez hídrica e do reajuste tarifário.

Resultado Financeiro*

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicação Financeira	7.790	1.897	>100,0%	3.296	>100,0%
Juros e atualização financeira por impontualidade de clientes	11.824	8.528	38,6%	16.975	-30,3%
Variações monetárias	810	-	-	379	>100,0%
Ativo indenizável - Marcação a Mercado	-	-	-	(219.513)	-100,0%
Variação cambial de dívidas	81.815	233.043	-64,9%	(3.367)	<-100,0%
Dívida - Marcação a mercado	-	-	-	-	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	-	394.827	-100,0%	(283)	-100,0%
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	9.572	7.542	26,9%	15.132	-36,7%
Outras receitas financeiras	14.712	2.807	>100,0%	12.406	18,6%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(2.083)	(488)	>100,0%	(2.238)	-6,9%
Total - Receitas Financeiras	124.440	648.156	-80,8%	(177.213)	<-100,0%
Despesas financeiras					
Variação cambial	(73)	(1.775)	-95,9%	(388)	-81,2%
Variação cambial de dívidas	428.912	(387.604)	<-100,0%	(22.691)	<-100,0%
Dívida - Marcação a mercado	-	(2.158)	-100,0%	-	-
Encargo de dívidas e mútuos	(83.274)	(32.755)	>100,0%	(69.999)	19,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(27.590)	(21.210)	30,1%	(24.921)	10,7%
Encargo de fundo de pensão	(6.704)	(9.731)	-31,1%	(9.730)	-31,1%
Juros debêntures	-	(5.236)	-100,0%	(19.189)	-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(587.777)	(235.601)	>100,0%	(12.288)	>100,0%
Encargos com vendas de recebíveis	-	-	-	-	-
Variação monetária de passivos financeiros setoriais	8.476	(15.091)	<-100,0%	(27.059)	<-100,0%
Outras despesas financeiras	(12.932)	(6.932)	86,6%	(33.859)	-61,8%
Total - Despesas Financeiras	(280.962)	(718.093)	-60,9%	(220.124)	27,6%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(156.522)	(69.937)	> 100,0%	(397.337)	-60,6%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

O resultado financeiro líquido da Companhia apresentou uma despesa de R\$ 156,5 milhões, um aumento de R\$ 86,6 milhões em relação ao registrado no 1T21. Essa variação é explicada, principalmente, pelo aumento líquido de R\$ 125 milhões nas rubricas de dívida (Instrumento financeiro derivativo, marcação a mercado de dívida, variação cambial de dívidas, juros debentures e encargos de dívidas e mútuos) devido, principalmente, ao aumento do CDI no 1T22 comparado ao 1T21, somado à um aumento no volume de empréstimos contratados no período de 2021.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Tributos (IR/CSLL)

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

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
IR e CSLL - correntes	(168.949)	(63.442)	>100,0%	101.415	<-100,0%
IR e CSLL - diferidos	144.386	40.253	>100,0%	(84.111)	<-100,0%
Total	(24.563)	(23.189)	5,9%	17.304	<-100,0%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no 1T22 registraram aumento de 5,9% (R\$ 1,4 milhão) em relação ao mesmo período do ano anterior, em razão da variação de itens temporariamente indedutíveis com efeitos nos itens Corrente em função do maior Lucro Fiscal auferido no período e do aumento na constituição de Ativo Fiscal Diferido.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	5.439.662	4.429.315	22,8%	5.991.097	-9,2%
Dívida com Terceiros	1.099.288	2.605.661	-57,8%	971.630	13,1%
Dívida Intercompany	4.340.375	1.823.654	>100,0%	5.019.467	-13,5%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	253.992	380.410	-33,2%	357.689	-29,0%
Dívida Líquida (R\$ mil)	5.185.670	4.048.905	28,1%	5.633.408	-7,9%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado(2)*	3,07	3,30	-7,0%	3,75	-18,1%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado(2)*	2,93	3,01	-2,7%	3,53	-17,0%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,53	0,55	-4,4%	0,62	-14,6%
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,52	0,53	-2,6%	0,60	-14,5%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

(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\$ 1.010 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) novas captações no montante de R\$ 3.259 milhões para capital de giro e refinanciamento de dívidas, dos quais R\$ 352 milhões referem-se a mútuos com sua controladora Enel Brasil, R\$ 2.762 milhões referem-se a mútuos com a Enel Financial International e R\$ 141 milhões referem-se a mútuos com a empresa EGP Cachoeira Dourada; (ii) provisão de encargos e variações monetárias de R\$ 425 milhões; compensados parcialmente, por (iii) amortizações em torno de R\$ 2.504 milhões, e pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 183 milhões ocorridos entre os períodos. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 10 milhões.

A Enel Distribuição Rio encerrou o 1T22 com o custo médio de dívida no período de 12,12% 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 se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de março de 2022, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 80 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979/2018, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 1.700 milhões.

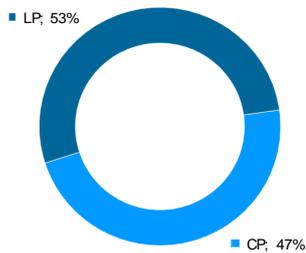
Devido às incertezas causadas pela pandemia de COVID19, que provocou alterações no planejamento financeiro para o ano de 2020, com uma maior necessidade de financiamento para realização de investimentos e cobertura de capital de giro da Companhia, a Aneel aprovou a ampliação do limite de mútuo em R\$ 1.000 bilhão, através do

despacho Nº 1.923 de 01 de julho de 2020, totalizando R\$ 2.700 milhões. Em 2021, esse limite foi novamente ampliado em mais R\$ 600 milhões (despacho Nº 902 de 30 de março de 2021) e R\$ 2.500 milhões, por meio do despacho de 26 de novembro de 2021, totalizando R\$ 5.800 milhões.

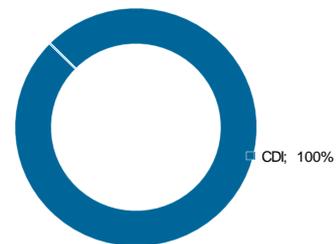
A Companhia também possui limite de mútuo com as mutuantes CDSA, Enel CIEN e CGTF. aprovado pela ANEEL, por meio do despacho Nº 647/2021, no valor de até R\$ 500 milhões.

Da dívida intercompany, o montante de R\$ 1.157 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.

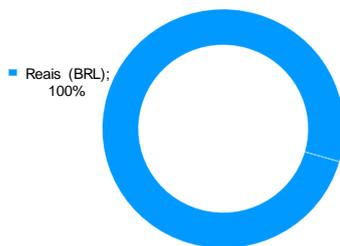
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Mar/22



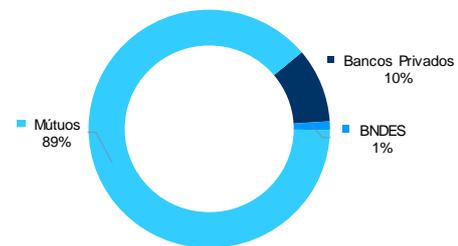
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Mar/22



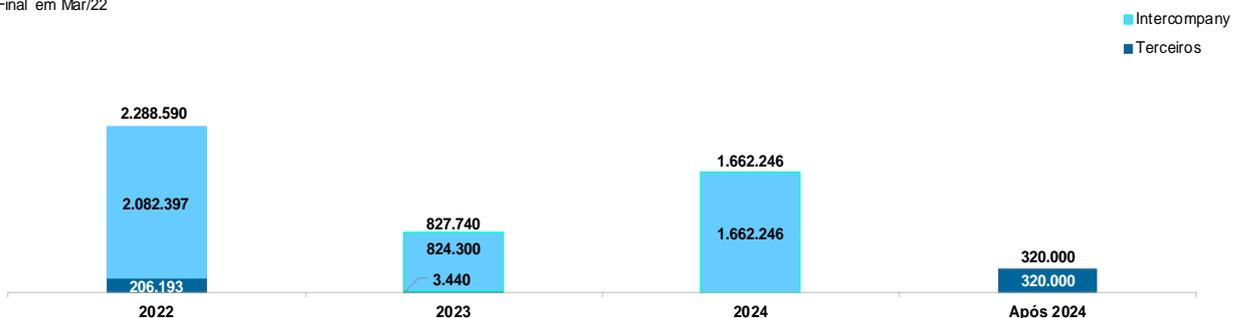
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Mar/22



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



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



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T22	1T21	Var. %	4T21	Var. % (1)
Novas Conexões	136.841	56.215	>100,0%	145.346	-5,9%
Rede	101.066	52.870	91,2%	110.652	-8,7%
Combate às Perdas	27.127	24.794	9,4%	48.463	-44,0%
Qualidade do Sistema Elétrico	48.491	19.801	>100,0%	51.788	-6,4%
Adequação à carga	25.448	8.275	>100,0%	10.401	>100,0%
Outros	61.851	29.895	>100,0%	110.058	-43,8%
Total Investido	299.759	138.980	>100,0%	366.057	-18,1%
Aportes / Subsídios / Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-
Investimento Líquido	299.759	138.980	>100,0%	366.057	-18,1%

(1) Variação entre 1T22 e 4T21

No 1T22, a Companhia investiu R\$ 299,8 milhões, um aumento de 116% 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\$ 37,9 milhões).

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).

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\$ 14,20 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

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

2021	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	213,42	136,72	127,36	92,88	203,88	251,84	583,88	583,88	Resolução CREG nº 3/2021 - Bandeira Escassez Hídrica			
2022	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	Resolução CREG nº 3/2021 Bandeira Escassez Hídrica											

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

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

Em 15 de dezembro de 2020, a Resolução Homologatória n.º 2.828 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2021. O PLD máximo foi fixado em R\$ 583,88/MWh e o valor mínimo em R\$ 49,77/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2021.

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

Conta-Covid

Em 23 de junho de 2020, a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Covid (Resolução Normativa 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.

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

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

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

Em 10 de março de 2022, a Enel Rio protocolou pedido de reequilíbrio econômico à ANEEL, em função de situação extraordinária decorrente de lei estadual que impediu os cortes de energia em 2020 e 2021 e provocou aumento no nível de inadimplência.

Reajuste Tarifário Anual 2022

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 15 de março, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2022 a ser aplicado a partir de 15 de março de 2022.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +11,98% composto por reajuste econômico de +11,02% e componente financeiro de 0,96%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, 4,89%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de 16,86%. Destaca-se a publicação da Resolução Homologatória nº 3.015/2022

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário 2021	
Encargos Setoriais	6,38%
Energia Comprada	1,56%
Encargos de Transmissão	-1,33%
Receita Irrecuperável	0,96%
Parcela A	7,56%
Parcela B	3,46%
Reajuste Econômico	
	11,02%
CVA Total	12,97%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	-12,01%
Reajuste Financeiro	0,96%
Índice de Reajuste Total	11,98%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	4,89%
Efeito Para o Consumidor	16,86%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 10,9%, representando 7,56% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos setoriais - aumento de +39,1%, representando +6,38% no reajuste econômico em função, principalmente, da elevação devido à Conta de Desenvolvimento Energético sobre a COVID-19 (“CDE COVID”) e o orçamento da CDE Uso para o ano de 2022, além dos encargos de serviço do sistema (“ESS”) e PROINFA devido à escassez hídrica;
- Energia comprada - aumento de +4,0%, decorrente principalmente da elevação dos montantes de energia nova e de fontes alternativas dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR. O aumento do custo da compra de energia representa +1,56% no reajuste econômico;
- Encargos de transmissão - queda de -9,9% decorrente principalmente de novas tarifas e novas Receitas Anuais Permitidas da Rede Básica em relação ao ciclo anterior e queda dos valores com transporte de Itaipu, representando -1,33% no reajuste econômico;
- Receitas Irrecuperáveis - aumento de +92,1% decorrente dos novos valores em relação ao ciclo anterior. Este item representou +0,96% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 11,30%, representando uma participação de 3,46% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IPCA de 10,54%, no período de 12 meses findos em fevereiro de 2022; e
- Fator X de -0,62%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de -0,10%;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,52%; e

- Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de 0,00%, previamente definido na 4ªRTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante positivo de R\$ 62,2 milhões, dentre os quais destacam-se: R\$ 843,0 milhões positivos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”); neutralidade de encargos setoriais positivo de R\$ 48,9 milhões; sobrecontratação negativa de R\$ 135,3 milhões; diferimentos devido à escassez hídrica negativo de R\$ 132,7 milhões e, previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 172,0 milhões.

O reajuste tarifário médio de +16,86% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	15,38%
Baixa Tensão	17,39%
Efeito Médio	16,86%

ANEXO 1

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (R\$ MIL)

	1T22	1T21	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.740.045	3.003.693	24,5%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.770.251	2.432.128	13,9%
CVA	208.328	131.270	58,7%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	275.490	150.921	82,5%
Receita de Construção	316.865	171.684	84,6%
Outras Receitas	169.111	117.690	43,7%
Deduções da Receita Operacional	(1.613.390)	(1.118.339)	44,3%
Receita Operacional Líquida	2.126.655	1.885.354	12,8%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.032.644)	(1.089.002)	-5,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(744.483)	(791.740)	-6,0%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(148.760)	(191.308)	
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(139.401)	(105.954)	31,6%
Custo/Despesa Operacional	(873.844)	(657.799)	32,8%
Pessoal	(39.902)	(47.517)	-16,0%
Material e Serviços de terceiros	(153.512)	(131.687)	16,6%
Depreciação e amortização	(131.282)	(119.360)	10,0%
Provisões	(192.670)	(114.092)	68,9%
Custo de construção	(316.865)	(171.684)	84,6%
Outros	(15.413)	(38.676)	-60,1%
Outras receitas/despesas operacionais	(24.200)	(34.783)	-30,4%
EBITDA	351.449	257.913	36,3%
EBIT	220.167	138.553	58,9%
Resultado Financeiro	(156.522)	(69.937)	>100,0%
Receita Financeira	124.440	648.156	-80,8%
Despesa Financeira	(280.962)	(718.093)	-60,9%
Resultado antes dos impostos	63.645	68.616	-7,2%
IR/CS	(24.563)	(23.189)	5,9%
Lucro/Prejuízo Líquido	39.082	45.427	-14,0%