

Comentários de Desempenho

3T21 / 9M21

Enel Distribuição São Paulo

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

26 de outubro de 2021

Relações com Investidores

<http://ri.eneldistribuicaosp.com.br/> | brasil.investorrelations@enel.com

São Paulo, 26 de outubro de 2021 – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (“ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO”), distribuidora de energia elétrica que atende 24 municípios paulistas (18 milhões de habitantes) divulga seus resultados do terceiro trimestre (“3T21”) e dos nove meses (“9M21”) de 2021. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

1 DESTAQUES

DESTAQUES NO PERÍODO

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	10.077	9.791	2,9%	10.203	-1,2%	30.636	29.713	3,1%
Receita Bruta (R\$ mil)	9.602.888	5.901.220	62,7%	6.666.710	44,0%	22.930.687	16.866.437	36,0%
Receita Líquida (R\$ mil)	6.257.672	3.861.613	62,0%	4.311.189	45,1%	14.901.314	10.861.003	37,2%
EBITDA (R\$ mil)	890.293	598.309	48,8%	672.557	32,4%	2.148.109	1.367.087	57,1%
Margem EBITDA (%)	14,2%	15,5%	-1,3 p.p.	15,6%	-1,4 p.p.	14,4%	12,6%	1,8 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	15,1%	16,7%	-1,6 p.p.	16,7%	-1,6 p.p.	15,1%	13,2%	1,9 p.p.
EBIT (R\$ mil)	726.652	421.902	72,2%	511.187	42,1%	1.661.401	858.116	93,6%
Margem EBIT (%)	11,6%	10,9%	0,7 p.p.	11,9%	-0,2 p.p.	11,1%	7,9%	3,2 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	353.597	159.361	> 100,0%	210.206	68,2%	700.340	255.955	> 100,0%
Margem Líquida (%)	5,7%	4,1%	1,5 p.p.	4,9%	15,9%	4,7%	2,4%	2,3 p.p.
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	6,0%	4,5%	1,5 p.p.	5,2%	15,1%	4,9%	2,5%	2,4 p.p.
CAPEX (R\$ mil)	416.141	272.059	53,0%	364.391	14,2%	1.033.573	716.128	44,3%
DEC - horas (12 meses)	7,22	7,04	2,6%	7,25	-0,4%	7,22	7,04	2,6%
FEC - vezes (12 meses)	3,74	3,66	2,2%	3,86	-3,1%	3,74	3,66	2,2%
Índice de Arrecadação (YTD)	100,55%	96,99%	3,6 p.p.	100,07%	0,5 p.p.	100,55%	96,99%	3,6 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	10,43%	10,42%	0 p.p.	10,53%	-0,1 p.p.	10,43%	10,42%	0 p.p.
Nº de Consumidores (3)	7.535.641	7.414.535	1,6%	7.493.420	0,6%	7.535.641	7.414.535	1,6%
Nº de Colaboradores Próprios (4)	4.585	5.939	-22,8%	4.735	-3,2%	4.585	5.939	-22,8%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	608	367	65,6%	301	> 100,0%	1.848	1.115	65,7%
PMSO (5) / Consumidor	262,6	46,1	> 100,0%	48,6	> 100,0%	174,8	148,9	17,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	455	278	63,5%	221	> 100,0%	455	278	63,5%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	16.579	26.659	-37,8%	33.946	-51,2%	16.579	26.659	-37,8%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21 | (2) Variação entre 9M21 e 9M20 | (3) Unidades Faturadas | (4) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

DADOS GERAIS

	3T21	3T20	Var. %
Área de Concessão (Km ²)	4.526	4.526	0,0%
Municípios (Qtde.)	24	24	0,0%
Habitantes (Qtde.) (1)	18.358.448	18.292.233	0,4%
Consumidores (Unid.)	7.535.641	7.414.535	1,6%
Linhas de Distribuição (Km)	44.132	42.162	4,7%
Linhas de Transmissão (Km)	1.835	1.836	-0,1%
Subestações (Unid.)	162	162	0,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	41.201	40.630	1,4%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,66%	8,62%	0 p.p.
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	8,29%	8,62%	-0,3 p.p.

(1) Para ambos os trimestres foi utilizado o censo IBGE 2010 com projeção de população oficial
(2) Estimativa do número de Consumidores Brasil de acordo com ABRADEE
(3) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE

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

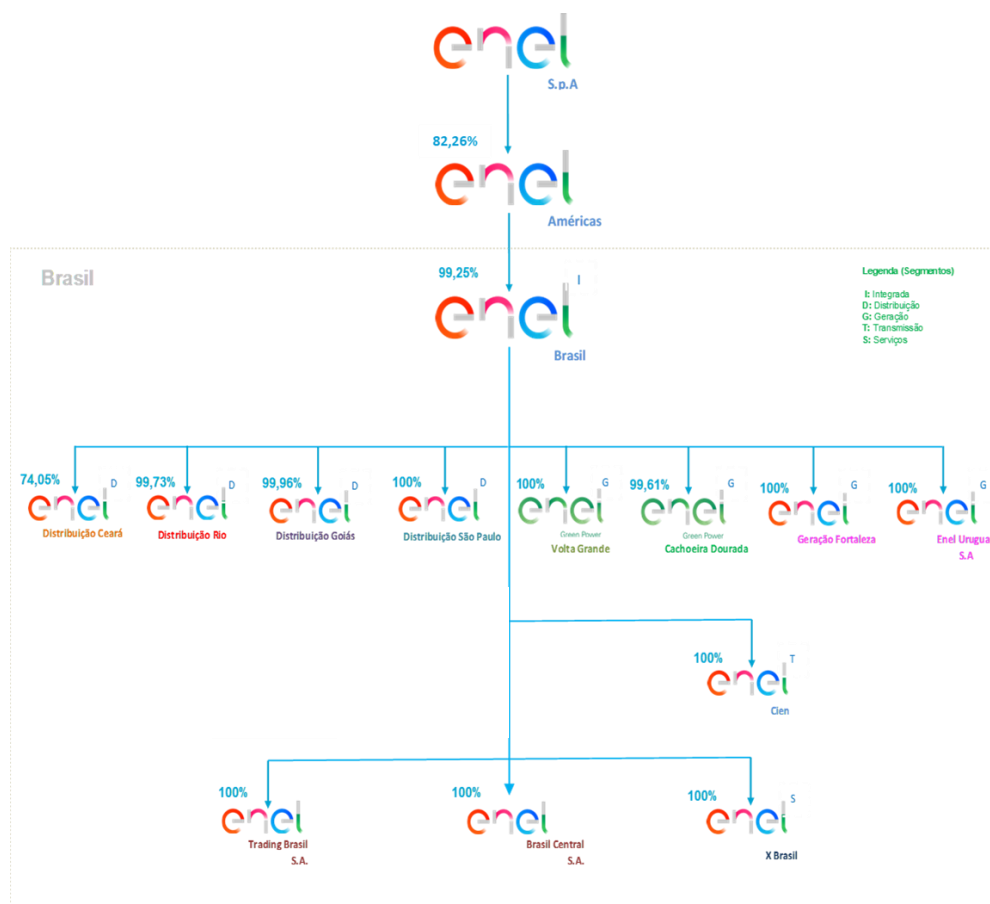


A Enel Distribuição São Paulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida, com presença em 24 municípios da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiro do país. A área de concessão, de 4.526 km²,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

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

ESTRUTURA DE CONTROLE

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



3 DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

Mercado de Energia

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Mercado Cativo	7.532.918	7.412.471	1,6%	7.490.855	0,6%	7.532.918	7.412.471	1,6%
Residencial	7.088.675	6.957.936	1,9%	7.043.715	0,6%	7.088.675	6.957.936	1,9%
Industrial	25.138	25.390	-1,0%	24.932	0,8%	25.138	25.390	-1,0%
Comercial	399.281	408.805	-2,3%	402.144	-0,7%	399.281	408.805	-2,3%
Rural	573	562	2,0%	575	-0,3%	573	562	2,0%
Setor Público	19.251	19.778	-2,7%	19.489	-1,2%	19.251	19.778	-2,7%
Cientes Livres	2.723	2.064	31,9%	2.565	6,2%	2.723	2.064	31,9%
Industrial	632	527	19,9%	600	5,3%	632	527	19,9%
Comercial	2.031	1.484	36,9%	1.906	6,6%	2.031	1.484	36,9%
Setor Público	53	46	15,2%	52	1,9%	53	46	15,2%
Cias Energéticas	7	7	0,0%	7	0,0%	7	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	7.535.641	7.414.535	1,6%	7.493.420	0,6%	7.535.641	7.414.535	1,6%

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

A Companhia encerrou o 3T21 com um aumento de 1,6%, no número de unidades consumidoras faturadas em relação à quantidade de unidades consumidoras faturadas no 3T20. Observa-se, no trimestre, crescimento mais moderado no mercado cativo e para o mercado livre, destaque para a classe comercial e industrial com aumento de 36,9% e 19,9%, respectivamente no período.

Venda de Energia na Área de Concessão¹

A venda de energia na área de concessão da Enel Distribuição São Paulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 3T21 em 10.077 GWh, aumento de 2,9% em relação ao 3T20.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. %
Mercado Cativo	7.089	7.234	-2,0%	7.245	-2,1%	21.628	21.970	-1,6%
Clientes Livres	2.988	2.557	16,8%	2.958	1,0%	9.008	7.743	16,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	10.077	9.791	2,9%	10.203	-1,2%	30.636	29.713	3,1%

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

Mercado Cativo

O mercado cativo somou 7.089 GWh no 3T21, o que correspondeu a uma redução de 2,0% comparado ao 3T20.

A redução na classe residencial no 3T21 de 3,1% deve-se a uma maior base de comparação no 3T20. No início da pandemia, o faturamento foi realizado pela média de consumo devido a impossibilidade de medição local. Nos meses de junho a agosto de 2020 houve o refaturamento desses meses passados.

Já na classe industrial, a redução de 4,5% é resultado da migração destes clientes para o mercado livre.

O leve aumento de 0,9% na classe comercial é explicado pela retomada econômica.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. %
Residencial	4.162	4.296	-3,1%	4.207	-1,1%	12.554	12.288	2,2%
Industrial	552	578	-4,5%	561	-1,6%	1.634	1.688	-3,2%
Comercial	1.864	1.847	0,9%	1.928	-3,3%	5.860	6.352	-7,7%
Rural	8	8	-4,3%	8	-4,3%	23	24	-5,6%
Setor Público	503	505	-0,4%	541	-7,0%	1.557	1.618	-3,8%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.089	7.234	-2,0%	7.245	-2,1%	21.628	21.970	-1,6%

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

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. %
Residencial	587	641	-8,4%	597	-1,7%	1.771	1.766	0,3%
Industrial	21.964	23.285	-5,7%	22.501	-2,4%	65.006	66.490	-2,2%
Comercial	4.669	4.725	-1,2%	4.794	-2,6%	14.677	15.539	-5,5%
Rural	13.357	14.330	-6,8%	13.913	-4,0%	39.535	42.355	-6,7%
Setor Público	26.136	26.722	-2,2%	27.759	-5,8%	80.886	81.771	-1,1%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	941	976	-3,6%	967	-2,7%	2.871	2.964	-3,1%

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

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.988 GWh no 3T21, um aumento de 17% quando comparado ao 3T20, justificado pela retomada da economia e do padrão de consumo dos clientes livres da Companhia mediante a redução do padrão médio de consumo dos clientes livres industriais e comerciais verificado em 2020, resultado dos efeitos da pandemia do Covid-19 e consequente contração da atividade econômica. No acumulado do ano, o volume total de energia transportada aos clientes livres cresceu 16,3%.

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. %
Industrial	1.447	1.252	15,6%	1.388	4,3%	4.217	3.600	17,1%
Comercial	1.148	934	22,9%	1.168	-1,7%	3.586	2.981	20,3%
Setor Público	393	371	5,8%	402	-2,3%	1.205	1.162	3,7%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	2.988	2.557	16,8%	2.958	1,0%	9.008	7.743	16,3%

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

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. %
Industrial	2.290	2.376	-3,6%	2.313	-1,0%	6.673	6.831	-2,3%
Comercial	565	629	-10,2%	613	-7,8%	1.766	2.009	-12,1%
Setor Público (3)	7.409	6.992	6,0%	6.814	8,7%	22.729	21.914	3,7%
Média - Transporte per Capita para Clientes Livres	1.097	1.239	-11,4%	1.153	-4,8%	3.308	3.751	-11,8%

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

¹ Não Inclui Consumo Próprio

Compra de Energia

FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Itaipu	1.965	2.096	-6,3%	1.932	1,7%	5.812	6.211	-6,4%
Leilão (3)	6.166	6.886	-10,4%	6.708	-8,1%	19.921	20.751	-4,0%
Angra 1 e 2	373	390	-4,5%	369	1,1%	1.106	1.162	-4,8%
Proinfa	195	200	-2,4%	182	7,2%	533	559	-4,7%
Total - Compra de Energia	8.699	9.572	-9,1%	9.191	-5,3%	27.372	28.684	-4,6%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21 | (2) Variação entre 9M21 e 9M20 | (3) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

BALANÇO DE ENERGIA (GWh)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Energia Consumida (GWh)	10.077	9.791	2,9%	10.203	-1,2%	30.636	29.713	3,1%
Residencial	4.162	4.296	-3,1%	4.207	-1,1%	12.554	12.288	2,2%
Industrial	552	578	-4,5%	561	-1,6%	1.634	1.688	-3,2%
Comercial	1.864	1.847	0,9%	1.928	-3,3%	5.860	6.352	-7,7%
Rural	8	8	-4,3%	8	-4,3%	23	24	-5,6%
Setor público	503	505	-0,4%	541	-7,0%	1.557	1.618	-3,8%
Clientes Livres	2.988	2.557	16,8%	2.958	1,0%	9.008	7.743	16,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (GWh)	1.200	1.232	-2,6%	1.110	8,1%	3.575	3.554	0,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (%)	10,53%	10,96%	-0,4 p.p.	10,01%	0,5 p.p.	10,53%	10,96%	-0,4 p.p.

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

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
DEC - horas (12 meses)	7,22	7,04	2,6%	7,25	-0,4%	7,22	7,04	2,6%
FEC - vezes (12 meses)	3,74	3,66	2,2%	3,86	-3,1%	3,74	3,66	2,2%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	10,43%	10,42%	0 p.p.	10,53%	-0,1 p.p.	10,43%	10,42%	0 p.p.
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	100,55%	96,99%	3,6 p.p.	100,07%	0,5 p.p.	100,55%	96,99%	3,6 p.p.
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	608	367	65,6%	301	>100,0%	1.848	1.115	65,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	455	278	63,5%	221	>100,0%	455	278	63,5%
PMSO (3) / Consumidor	262,6	46,1	>100,0%	48,6	>100,0%	174,8	148,9	17,4%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	16.579	26.659	-37,8%	33.946	-51,2%	16.579	26.659	-37,8%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21 | (2) Variação entre 9M21 e 9M20 | (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Qualidade do Fornecimento

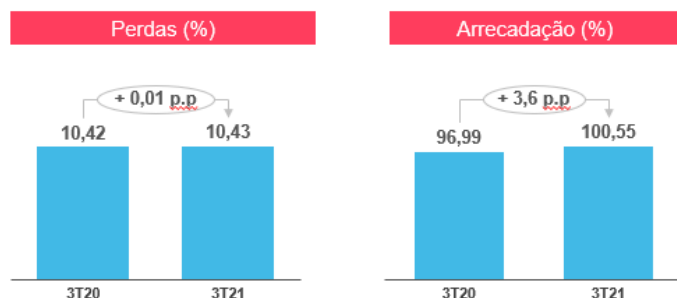


Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – 12 meses) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – 12 meses) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

No 3T21, os indicadores apresentaram um leve aumento em relação ao 3T20. Esses indicadores têm sido fortemente impactados pela pandemia do Covid-19, com redução do contingente operacional

e impacto na cadeia de suprimento logístico, principalmente em razão de atraso nas entregas de materiais e equipamentos. Como ação de contorno, a Companhia tem realizado investimentos em tecnologia de rede focados em automação, como o aumento de religadores telecomandados e automatizados para o restabelecimento de energia, intensificação das ações de manutenção da rede e podas de árvore, além do desenvolvimento de equipes multitarefas. Adicionalmente, a Companhia incrementou os recursos de atendimento emergencial com equipes adicionais para suprir a redução das equipes de campo. Apesar disso, destaca-se que os indicadores de qualidade da Companhia encontram-se abaixo da meta regulatória estipulada pela ANEEL considerando os últimos doze meses até setembro de 2021.

Disciplina de Mercado (Perdas)²



O percentual de perdas é a taxa obtida através da divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes, pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (46.274 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 10,43%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,13%) e não técnicas (5,30%). Em comparação ao 3T20, as perdas totais mantiveram-se praticamente estáveis, com um

aumento de apenas 0,01 p.p. O nível de perdas permanece elevado quando comparado aos trimestres anteriores devido ao aumento na agressividade de perdas comerciais (não técnicas) ocasionada pelo COVID19.

A ENEL Distribuição São Paulo tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação.

Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se: (i) Inspeções de fraude: tem por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição; (ii) Programa de recuperação de instalações cortadas: tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular; (iii) Regularização de ligações informais (clandestinas): Tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares, e, (iv) Redução de perdas administrativas: o objetivo dessa iniciativa é identificar as oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento.

No 3T21, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 174,7 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 313,8 GWh de energia, ante os R\$ 110,6 milhões e 218,9 GWh adicionados no 3T20, respectivamente.

Arrecadação

O índice de arrecadação da companhia atingiu 100,55% no 3T21 contra 96,99% no mesmo período do ano anterior, representando um aumento de 3,6 p.p, devido ao aumento de arrecadação com cobranças administrativas, resultado das ações adotadas pela Companhia para reduzir os níveis de inadimplência. Além disso, a Companhia tem atuado no sentido de mitigar os impactos da Resolução Normativa 878/20 da ANEEL, que suspendeu temporariamente os cortes de energia, medida mais efetiva no combate a inadimplência, para a classe residencial e atividades consideradas essenciais. Para tal, foram realizadas ações de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equacionar valores em aberto.

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

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	9.602.888	5.901.220	62,7%	6.666.710	44,0%	22.930.687	16.866.437	36,0%
Deduções à Receita Operacional	(3.345.216)	(2.039.607)	64,0%	(2.355.521)	42,0%	(8.029.373)	(6.005.434)	33,7%
Receita Operacional Líquida	6.257.672	3.861.613	62,0%	4.311.189	45,1%	14.901.314	10.861.003	37,2%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)	(4.978.201)	(2.999.295)	66,0%	(3.276.008)	52,0%	(11.724.328)	(8.743.237)	34,1%
EBITDA	890.293	598.309	48,8%	672.557	32,4%	2.148.109	1.367.087	57,1%
Margem EBITDA	14,2%	15,5%	-8,2%	15,6%	-8,8%	14,4%	12,6%	1,8 p.p.
EBIT	726.652	421.902	72,2%	511.187	42,1%	1.661.401	858.116	93,6%
Margem EBIT	11,6%	10,9%	6,3%	11,9%	-2,1%	11,1%	7,9%	3,2 p.p.
Resultado Financeiro	(183.702)	(163.891)	12,1%	(192.325)	-4,5%	(591.064)	(449.226)	31,6%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(189.353)	(98.650)	91,9%	(108.656)	74,3%	(369.997)	(152.935)	>100,0%
Lucro (Prejuízo) Líquido	353.597	159.361	>100,0%	210.206	68,2%	700.340	255.955	>100,0%
Margem Líquida	5,7%	4,1%	36,9%	4,9%	15,9%	4,7%	2,4%	99,4%
Margem Líquida ex-Receita de Construção	6,0%	4,4%	36,0%	5,3%	13,2%	5,0%	2,5%	99,4%
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	1,79	0,81	>100,0%	1,06	0,68	3,55	1,30	>100,0%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21 | (2) Variação entre 9M21 e 9M20 | (3) Não considera custo de construção, depreciação e amortização

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	3.377.066	2.370.660	42,5%	2.605.522	29,6%	8.527.391	7.281.822	17,1%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	503.118	424.234	18,6%	517.944	-2,9%	1.536.468	1.254.640	22,5%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.439.093	2.337.470	4,3%	2.381.029	2,4%	7.228.314	6.674.839	8,3%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(12.697)	(24.528)	-48,2%	(15.700)	-19,1%	(53.627)	(40.186)	33,4%
Receita de Construção	389.177	264.009	47,4%	362.624	7,3%	1.028.876	750.679	37,1%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	761.131	176.264	>100,0%	105.899	>100,0%	1.074.567	194.473	>100,0%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	4.079.822	3.177.449	28,4%	3.351.796	21,7%	10.814.598	8.834.445	22,4%
Subvenção de Recursos da CDE	126.314	123.955	1,9%	128.206	-1,5%	377.260	362.844	4,0%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	1.854.455	181.370	>100,0%	485.310	>100,0%	2.842.549	322.355	>100,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	165.231	47.786	>100,0%	95.876	72,3%	368.889	64.971	>100,0%
Total - Outras Receitas	2.146.000	353.111	>100,0%	709.392	>100,0%	3.588.698	750.170	>100,0%
Total - Receita Operacional Bruta	9.602.888	5.901.220	62,7%	6.666.710	44,0%	22.930.687	16.866.437	36,0%

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

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 9,6 bilhões no 3T21, um aumento de 62,7% comparado ao 3T20. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T21, alcançou o montante de R\$ 9,2 bilhões, um aumento de R\$ 3,6 bilhões em relação ao 3T20, cujo montante foi de R\$ 5,6 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Maior ativo e passivo financeiro setorial no período, em R\$ 1,7 bilhão, devido, principalmente à maior constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento de R\$ 584,9 milhões em outras receitas originadas de aumento na venda de energia excedente no MVE, venda de energia de curto prazo devido a sobrecontratação e reajuste de preços dos contratados de compartilhamento de infraestrutura;
- Aumento de R\$ 180,5 milhões na receita pela disponibilidade do sistema – TUSD, incluindo os mercados cativo e livre, decorrentes dos ajustes tarifários no período de 9,44% sendo de parcela B o reajuste de 36,91%;
- Aumento de atualização do Ativo Financeiro da Concessão em R\$ 117,4 milhões, por conta do maior volume de investimentos realizados na área de concessão no período analisados.

No acumulado do ano, a receita operacional bruta da Companhia apresentou uma variação positiva de 36,0%, ou R\$ 6,1 bilhões, em relação aos nove meses de 2020, totalizando R\$ 22,9 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, nos 9M21, alcançou o montante de R\$ 21,9 bilhões, um aumento de R\$ 5,8 bilhões em relação aos 9M20, cujo montante foi de R\$ 16,1 bilhões.

Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes fatores:

- Maior ativo e passivo financeiro setorial no período, em R\$ 2,5 bilhões, devido, principalmente à maior constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento de R\$ 880,1 milhões em outras receitas originadas de aumento na venda de energia excedente no MVE, venda de energia de curto prazo devido a sobrecontratação e reajuste de preços dos contratados de compartilhamento de infraestrutura;

- Aumento de R\$ 835,3 milhões na receita pela disponibilidade do sistema – TUSD, incluindo os mercados cativo e livre, decorrentes dos ajustes tarifários no período de 9,44% sendo de parcela B o reajuste de 36,91%;
- Aumento de atualização do Ativo Financeiro da Concessão em R\$ 303,9 milhões, por conta do maior volume de investimentos realizados na área de concessão no período analisados.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
ICMS	(1.197.396)	(993.585)	20,5%	(1.043.040)	14,8%	(3.272.945)	(2.874.710)	13,9%
PIS	(114.372)	(76.348)	49,8%	(79.849)	43,2%	(278.342)	(219.838)	26,6%
COFINS	(526.791)	(351.706)	49,8%	(368.070)	43,1%	(1.282.392)	(1.013.023)	26,6%
ISS	(37)	(45)	-17,8%	(37)	0,0%	(110)	(132)	-16,7%
Total - Tributos	(1.838.596)	(1.421.684)	29,3%	(1.490.996)	23,3%	(4.833.789)	(4.107.703)	17,7%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(56.509)	(35.332)	59,9%	(38.239)	47,8%	(134.046)	(99.842)	34,3%
Encargo Setorial CDE (3)	(637.029)	(559.893)	13,8%	(529.162)	20,4%	(1.820.069)	(1.679.668)	8,4%
TFSEE (4)	(7.086)	(4.976)	42,4%	(4.977)	42,4%	(17.040)	(14.452)	17,9%
Encargos do consumidor - PROINFA	(27.904)	(17.584)	58,7%	(23.076)	20,9%	(76.845)	(67.752)	13,4%
Encargos do consumidor - CCRBT (5)	(778.092)	(138)	>100,0%	(269.071)	>100,0%	(1.147.584)	(36.017)	>100,0%
Total - Encargos Setoriais	(1.506.620)	(617.923)	>100,0%	(864.525)	23,3%	(3.195.584)	(1.897.731)	68,4%
Total - Deduções da Receita	(3.345.216)	(2.039.607)	64,0%	(2.355.521)	42,0%	(8.029.373)	(6.005.434)	33,7%

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

(3) Conta de Desenvolvimento Energético | (4) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica | (5) Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária

As deduções totalizaram R\$ 3,3 bilhões no 3T21, um incremento de 64,0%, ou R\$ 1,3 bilhão em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- Aumento de 29,3% (R\$ 416,9 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e PIS/COFINS corrente, com aumentos de R\$ 203,8 milhões e R\$ 213,1 milhões, respectivamente;
- Aumento de R\$ 888,7 milhões nos encargos setoriais, principalmente na linha de Encargos do consumidor - CCRBT.

No 9M21, as deduções da receita totalizaram R\$ 8,0 bilhões, contra R\$ 6,0 bilhões no 9M20, aumento de 33,7% ou R\$ 2,0 bilhões, atribuído aos seguintes fatores:

- Aumento de 17,7% (R\$ 726,1 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e PIS/COFINS corrente, com aumentos de R\$ 398,2 milhões e R\$ 327,9 milhões, respectivamente;
- Aumento de R\$ 1,3 bilhão nos encargos setoriais, principalmente nas linhas de Encargos do consumidor – CCRBT e encargos relacionados a Conta de Desenvolvimento Energético.

Custos e Despesas operacionais

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Parcela A								
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(3.683.284)	(1.977.192)	86,3%	(2.202.806)	67,2%	(7.964.225)	(5.945.574)	34,0%
Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(614.861)	(567.876)	8,3%	(650.531)	-5,5%	(1.999.022)	(1.288.923)	55,1%
Total - Não Gerenciáveis	(4.298.145)	(2.545.068)	68,9%	(2.853.337)	50,6%	(9.963.247)	(7.234.497)	37,7%
Despesas Operacionais								
Pessoal	(109.821)	(168.195)	-34,7%	(134.430)	-18,3%	(511.997)	(522.159)	-1,9%
Previdência Privada	(1.309)	(7.817)	-83,3%	(1.537)	-14,8%	(4.434)	(21.614)	-79,5%
Serviços de Terceiros	(243.802)	(153.013)	59,3%	(205.570)	18,6%	(676.993)	(461.660)	46,6%
Material	(15.287)	(16.493)	-7,3%	(15.350)	-0,4%	(44.108)	(70.469)	-37,4%
Depreciação e Amortização	(163.641)	(176.407)	-7,2%	(161.370)	1,4%	(486.708)	(508.971)	-67,8%
PECLD (3)	(262.199)	(90.864)	>100,0%	(43.923)	>100,0%	(416.830)	(334.970)	24,4%
Custo de Construção	(389.177)	(264.009)	47,4%	(362.624)	7,3%	(1.028.876)	(750.679)	-48,2%
Provisão para processos judiciais e outros	(13.982)	(21.801)	-35,9%	(14.212)	-1,6%	(41.109)	(69.986)	-41,3%
Outras Despesas Operacionais	(33.657)	3.956	<-100,0%	(7.649)	>100,0%	(65.611)	(27.882)	>100,0%
Total - Despesas Operacionais (4)	(680.056)	(454.227)	49,7%	(422.671)	60,9%	(1.761.081)	(1.508.740)	16,7%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (4)	(4.978.201)	(2.999.295)	66,0%	(3.276.008)	52,0%	(11.724.328)	(8.743.237)	34,1%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21 | (2) Variação entre 9M21 e 9M20 | (3) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (4) Não considera Custo de Construção e Depreciação e Amortização

Os custos do serviço e despesas operacionais da Enel Distribuição São Paulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 5,0 bilhões no 3T21, um aumento de R\$ 2,0 bilhões em comparação com o 3T20. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis (Parcela A), de R\$ 1,8 bilhão: Os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 4,3 bilhões no 3T21, um aumento de 68,9% em comparação ao 3T20 (R\$ 2,5 bilhões), justificado principalmente pelo aumento no risco hidrológico e pelo aumento de 86,3% na energia elétrica comprada para revenda no 3T21 em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Aumento no grupo de despesas operacionais (custos gerenciáveis), de R\$ 225,8 milhões no 3T21 em comparação ao 3T20, excluindo custo de construção e depreciação e amortização. Esse aumento deve-se, principalmente ao:

- Aumento de R\$ 171,3 milhões relacionado à Provisão Esperada de Crédito de Liquidação Duvidosa ("PECLD"), 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\$ 90,8 milhões com serviços de terceiros, em função dos gastos com manutenção preventiva e corretiva, terceirização dos leituristas além de despesas relacionadas ao combate às perdas e à inadimplência.
- Aumento de R\$ 37,6 milhões na rubrica de outras despesas operacionais, devido a venda de 2 matrículas do terreno de Miguel Yunes.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 58,4 milhões relacionadas à despesa com Pessoal, como reflexo da estratégia da Companhia na digitalização e eficientização dos processos e maior capitalização de mão de obra própria;

No acumulado do ano, os custos do serviço e despesas operacionais, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 11,7 bilhões nos 9M21, um aumento de R\$ 3,0 bilhões em comparação com os 9M20. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

- Aumento dos custos não-gerenciáveis em R\$ 2,7 bilhões que totalizaram R\$ 9,9 bilhões, resultado 37,7% superior ao registrado nos 9M20.
- Aumento dos custos gerenciáveis em R\$ 252,3 milhões que totalizaram R\$ 1,8 bilhão, resultado 16,7% superior ao registrado no 9M20.

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	353.597	159.361	>100,0%	210.206	68,2%	700.340	255.955	>100,0%
(+) Tributos sobre o Lucro	189.353	98.650	91,9%	108.656	74,3%	369.997	152.935	>100,0%
(+) Resultado Financeiro	183.702	163.891	12,1%	192.325	-4,5%	591.064	449.226	31,6%
(=) EBIT	726.652	421.902	72,2%	511.187	42,1%	1.661.401	858.116	93,6%
(+) Depreciações e Amortizações	163.641	176.407	-7,2%	161.370	1,4%	486.708	508.971	-4,4%
(=) EBITDA	890.293	598.309	48,8%	672.557	32,4%	2.148.109	1.367.087	57,1%

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

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Renda de Aplicações Financeiras	7.022	4.250	65,2%	4.403	59,5%	14.688	18.679	-21,4%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	22.208	34.224	-35,1%	45.797	-51,5%	118.878	81.888	45,2%
Subvenções governamentais	622	803	-22,5%	661	-5,9%	1.982	2.515	-21,2%
Atualização de Créditos Tributários	1.276	624	>100,0%	186	>100,0%	1.548	1.102	40,5%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	9.305	4.573	>100,0%	5.519	68,6%	19.506	18.460	5,7%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	17.399	590	>100,0%	16.648	4,5%	35.714	22.744	57,0%
Atualização Monetária Swap - Debêntures	83.322	11.371	>100,0%	39.095	>100,0%	197.709	15.612	>100,0%
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	-	55	-100,0%	120	-100,0%	338	4.618	-92,7%
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	5.781	2.183	>100,0%	9.456	-38,9%	21.647	8.388	>100,0%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(1.777)	(2.078)	-14,5%	(3.149)	-43,6%	(8.005)	(6.214)	28,8%
Total - Receitas Financeiras	145.158	56.595	>100,0%	118.736	22,3%	404.005	167.792	>100,0%
Despesas Financeiras								
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(64.654)	(33.345)	93,9%	(49.377)	30,9%	-	-	n.a
Variação monetária - Debêntures	(77.454)	(9.612)	>100,0%	(87.033)	-11,0%	(298.489)	(17.537)	>100,0%
Juros Swap - Empréstimos Moeda Estrangeira	(15.965)	(9.557)	67,1%	(6.818)	>100,0%	(25.083)	(9.557)	>100,0%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(3.637)	(5.502)	-33,9%	(4.221)	-13,8%	(12.207)	(16.126)	-24,3%
Subvenções governamentais	(621)	(802)	-22,6%	(662)	-6,2%	(1.982)	(2.514)	-21,2%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(2.444)	(5.301)	-53,9%	(2.957)	-17,3%	(7.608)	(12.054)	-36,9%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	7.816	716	>100,0%	4.716	65,7%	13.604	2.591	>100,0%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(9.123)	(8.139)	12,1%	(7.538)	21,0%	(24.480)	(24.004)	2,0%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(13.971)	(26.885)	-48,0%	(16.379)	-14,7%	(52.244)	(45.350)	15,2%
Atualização Acordo Eletrobras	(10.577)	(8.030)	31,7%	(9.989)	5,9%	(28.229)	(38.164)	-26,0%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(117.184)	(103.309)	13,4%	(117.182)	0,0%	(351.548)	(309.918)	13,4%
Comissão de fiança - partes relacionadas	(3.405)	(1.091)	>100,0%	(1.079)	>100,0%	(5.545)	(3.267)	69,7%
Outras Despesas Financeiras	(17.201)	(10.421)	65,1%	(13.834)	24,3%	(45.810)	(21.193)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	(328.420)	(221.278)	48,4%	(312.353)	5,1%	(995.602)	(613.770)	62,2%
Variações Cambiais	(440)	792	<-100,0%	1.292	-134,1%	533	(3.248)	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(183.702)	(163.891)	12,1%	(192.325)	-4,5%	(591.064)	(449.226)	31,6%

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

A Companhia registrou no 3T21 um resultado financeiro negativo de R\$ 183,7 milhões, montante R\$ 19,8 milhões superior ao resultado financeiro negativo de R\$ 163,9 milhões reconhecido no 3T20.

As principais variações observadas nas rubricas de despesas financeiras no 3T21 foram os aumentos de R\$ 30,9 milhões em Encargos de dívidas – Empréstimos, Debêntures e Mútuos devido ao aumento no número de empréstimos contraídos no 3T21 e R\$ 13,9 milhões nos Custos dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão.

Esse efeito foi parcialmente compensado pela seguinte variação na Receita Financeira: aumento de R\$ 16,8 milhões na linha de Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial, em relação ao mesmo período do ano de 2020.

Tributos (IR/CSLL)

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

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(75.314)	(9.977)	>100,0%	(25.054)	>100,0%	(108.327)	(9.977)	>100,0%
Contribuição Social Diferida	(30.187)	(23.472)	28,6%	(22.129)	36,4%	(69.266)	(37.842)	83,0%
Imposto de Renda Diferido	(83.852)	(65.201)	28,6%	(61.473)	36,4%	(192.404)	(105.116)	83,0%
Total	(189.353)	(98.650)	91,9%	(108.656)	74,3%	(369.997)	(152.935)	>100,0%

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

No 3T21, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R\$ 189,4 milhões, um aumento de R\$ 90,7 milhões em relação ao 3T20, explicado pelo maior lucro tributável apurado no período.

Endividamento

Indicadores de Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Empréstimos, Financiamentos, Deb. E Derivativos	6.202.893	4.466.701	39%	5.962.245	4%	6.202.893	4.466.701	39%
(-) Disponibilidades	(823.522)	(2.312.946)	-64%	(975.291)	-16%	(823.522)	(2.312.946)	-64%
Dívida Líquida	5.379.371	2.153.755	150%	4.986.954	8%	5.379.371	2.153.755	150%
EBITDA (3)	3.483.325	2.163.100	61%	3.191.336	9%	3.483.325	2.163.100	61%
Dívida Bruta/EBITDA	1,78	2,06	-13,76%	1,87	-4,68%	1,78	2,06	-13,76%
Dívida Líquida/EBITDA	1,54	1,00	55,10%	1,56	-1,17%	1,54	1,00	55,10%
Dívida Bruta/(Dívida Bruta + PL)	0,64	0,59	9,08%	0,66	-2,28%	0,64	0,59	9,08%
Dívida Líquida/(Dívida Líquida + PL)	0,61	0,41	48,92%	0,62	-1,15%	0,61	0,41	48,92%

(1) Variação entre 3T21 e 2T21; (2) Variação entre 9M21 e 9M20; (3) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).

A Dívida Bruta³ da Companhia encerrou o 3T21 em R\$ 6.203 milhões, um aumento de R\$ 1.736 milhões em relação ao 3T20. Essa variação deve-se principalmente às novas captações no montante de R\$ 4.117 milhões, sendo R\$ 948 milhões referente à dívida financeira junto a Fundação CESP (Vivest) oriunda do processo de migração para plano de Contribuição Definida realizado em dezembro de 2020, R\$ 2.449 milhões referentes à empréstimos na modalidade de 4131 para capital de giro e R\$ 720 milhões referentes a emissão da 25ª emissão de debêntures, somados às provisões de encargos e variação monetária no período no montante de R\$ 275 milhões, parcialmente compensadas por liquidações de dívidas no valor total de R\$ 2.746 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 107 milhões e registrou custos de transação das operações vigentes, líquido das apropriações do período, no montante de (R\$ 16) milhões.

Em relação às liquidações realizadas no ano de 2021, destacam-se o encerramento do contrato da Fundação CESP (Vivest), no montante de R\$ 1.028 milhões em maio, as liquidações de operações na modalidade de 4131 com SWAP com os bancos Tokio, Scotiabank e BNP realizadas em março e abril no montante de R\$ 880 milhões e a liquidação da 1ª série da 23ª emissão de debêntures no montante de R\$ 704 milhões realizada em setembro. Adicionalmente, a companhia liquidou juros da 23ª e 24ª emissão de debêntures realizados nos meses de março, maio e setembro no montante de R\$ 86 milhões.

As disponibilidades fecharam o 3T21 em R\$ 824 milhões, ante R\$ 2.313 milhões no 3T20, uma redução de R\$ 1.489 milhões devido principalmente ao aumento do custo de energia, efeito de maior risco hidrológico. Dessa

³ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo e saldo líquido do derivativo.

² Valores não auditados pelos auditores independentes.

forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 5.379 milhões no 3T21, um aumento de R\$ 3.225 milhões em relação ao saldo de R\$ 2.154 milhões do 3T20.

A Companhia encerrou o 3T21 com o custo médio da dívida no ano em 6,62% a.a., ou CDI + 3,11% a.a e prazo médio de pagamento de 3,5 anos, considerando o custo da operação com Fundação CESP. Desconsiderando o custo da dívida com a Fundação CESP, liquidada em maio, o custo médio da dívida da Companhia reduz para 4,09% a.a., ou CDI + 0,67% a.a.

Colchão de Liquidez⁴

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.

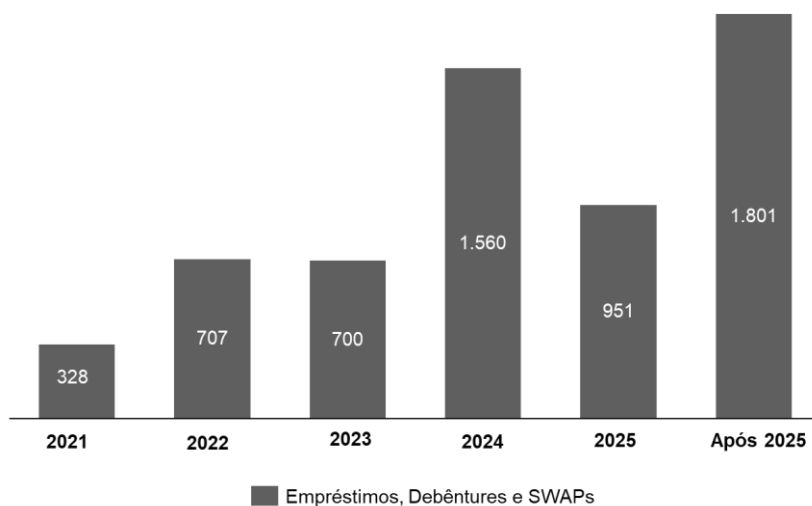
Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio dos Despachos Nº 3.037/2018, no valor de até R\$ 2.000 milhões e Nº 647/2021, no valor de até R\$ 500 milhões, totalizando um montante de R\$ 2.500 milhões.

Índices Financeiros - Covenants

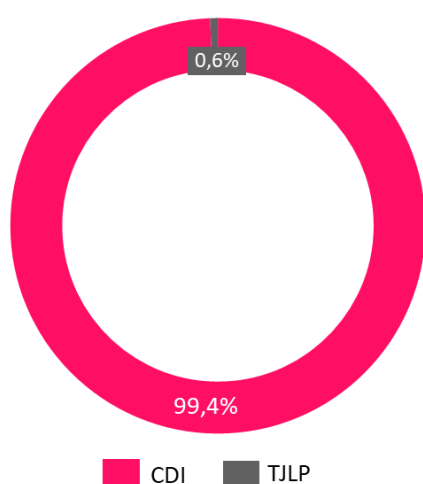
Conforme descrito na Nota Explicativa nº 14.7 das Demonstrações Contábeis referentes ao 3T21, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados com base em suas Informações Trimestrais e Demonstrações Contábeis Anuais, os quais foram atingidos em 30 de setembro de 2021. Segue abaixo o cálculo do *covenant* financeiro exigido nas debêntures de emissão da companhia (23ª, 24ª e 25ª emissão).

INDICADORES FINANCEIROS (R\$ mil)	
	3T21
Empréstimos, Financiamentos, Deb. e Derivativos	6.202.893
Fundo de Pensão	(404.402)
(-) Disponibilidades	(823.522)
Dívida Líquida	4.974.969
EBITDA (1) (12 meses)	3.483.325
(+)PDD	391.378
(+)Contingências	52.629
(+)Despesas com Funesp (últimos 12 meses)	(462.929)
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	16.851
EBITDA (12 meses) - Ajustado 24ª Emissão	3.481.254
(-) Impacto arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	(36.042)
(-) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	(16.851)
EBITDA (12 meses) - Ajustado 23ª Emissão	3.428.361
<small>(1) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).</small>	
Covenant Financeiro	
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 24ª e 25ª Debênture	1,43
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	1,45

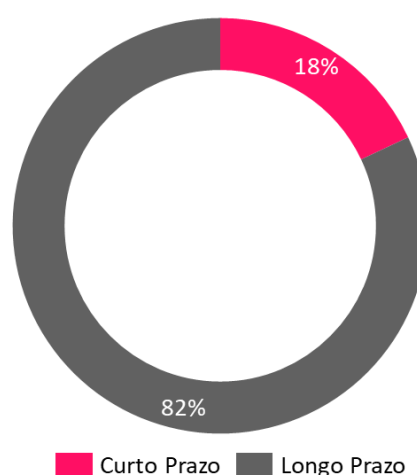
Cronograma de Amortização (R\$ milhões)⁵



Abertura da Dívida Bruta – Indexadores⁶



Abertura da Dívida Bruta – Curto/Longo Prazo⁷



Classificação de Riscos (Rating)⁸

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.

⁵ Fluxo composto por amortização de principal e custos a amortizar.

⁶ Não considera previdência.

⁷ Não considera previdência.

⁸ Quadro considera ratings válidos em 30 de setembro de 2021

Rating da Companhia⁸

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

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

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	3T21	3T20	Var. %	2T21	Var. % (1)	9M21	9M20	Var. % (2)
Manutenção	196.276	108.377	81,1%	180.111	9,0%	510.106	317.836	60,5%
Crescimento	139.674	103.347	35,2%	112.374	24,3%	322.109	244.426	31,8%
Novas Conexões	66.487	45.666	45,6%	61.180	8,7%	171.616	128.102	34,0%
Financiado pela Companhia	402.436	257.390	56,4%	353.665	13,8%	1.003.830	690.365	45,4%
Financiado pelo Cliente	13.705	14.669	-6,6%	10.726	27,8%	29.743	25.764	15,4%
Total	416.141	272.059	53,0%	364.391	14,2%	1.033.573	716.128	44,3%

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

No 3T21, a Companhia investiu R\$ 416,1 milhões, montante 53,0% superior ao registrado no 3T20, alocados, principalmente, em atividades de manutenção e novas conexões. Do total investido, R\$ 402,4 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 13,7 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Para manutenção, foram investidos R\$ 196,3 milhões, 81,1% superior ao investido no 3T20 (R\$ 108,4 milhões). Na parte de crescimento foram investimentos 139,7 milhões, 35,2% superior ao investido no 3T20 (R\$ 103,3 milhões), nas novas conexões foram investidos R\$ 66,5 milhões, 45,6% superior ao investido no 3T20 (R\$ 45,7 milhões) e para projetos financiados pelos clientes foram investidos R\$ 13,7 milhões, 6,6% abaixo do valor investido no 3T20 (R\$ 14,7 milhões).

Reajuste Tarifário Anual 2021

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

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

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	3,68%
Energia Comprada	0,92%
Encargos de Transmissão	-2,26%
Parcela A	2,34%
Parcela B	9,07%
Reajuste Econômico	11,41%
CVA Total	8,14%
Mecanismos de mitigação tarifária	-10,63%

Reversão Conta Covid	-0,59%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,27%
Reajuste Financeiro	-1,81%
Reajuste Total	9,60%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-0,17%
Efeito para o consumidor	9,44%

Parcela A

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

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

Parcela B

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

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

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de R\$ (304,59) milhões, dentre os quais destacamos R\$ 1.369 milhões referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), Neutralidade de Encargos Setoriais e da Parcela A de R\$ 18,80 milhões, Sobrecontratação de R\$ 114,11 milhões e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 832,64 milhões. Por fim, vale destacar que foi considerado um financeiro negativo relativo à conta Covid de R\$ (98,75) milhões, um adiantamento de devolução do crédito tributário de alteração da base de cálculo do PIS/COFINS de R\$ 1,1 bilhão e um diferimento da Parcela B no total de R\$ 280 milhões.

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

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

Bandeiras Tarifárias

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

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

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

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

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













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













O primeiro trimestre de 2021 foi marcado pela recuperação lenta dos níveis de reservatórios hidráulicos, assim a ANEEL publicou o acionamento da bandeira amarela para os meses de janeiro de 2021 a março de 2021. 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. Durante este período, a tarifa será acrescida de R\$ 14,20 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

As bandeiras acionadas em 2020 e em 2021 são apresentadas conforme quadros abaixo:

2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	291,00	185,56	57,23	39,68	39,68	DSP 1.511/20 - Suspensão do Sistema de Bandeira						DSP 3.364/20 - Reativação
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

2021	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	213,42	136,72	127,36	92,88	203,88	251,84	583,88	583,88	Resolução CREG nº 3/2021 - Bandeira Escassez Hídrica			
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

Conta Covid

Em 23 de junho de 2020, a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Covid (Resolução Normativa nº885/2020). Tal regulamento estabelece os critérios do empréstimo de um conjunto de banco às distribuidoras, com o objetivo de garantir o fluxo de caixa das empresas neste período de pandemia e evitar reajustes tarifários elevados.

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

Em 19 de agosto, a ANEEL abriu a 2ª fase da Consulta Pública nº 035/20, com o objetivo de regulamentar o Art 6º do Decreto 10.350/20, que trata da recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de distribuição, com prazo de contribuição até 05/10.

Em 16 de dezembro, a ANEEL, após avaliar as contribuições recebidas, decidiu abrir uma 3ª fase de discussão sobre as regras para o reequilíbrio econômico devido à pandemia, com prazo de contribuição até 01 de fevereiro de 2021. Vale destacar que em tal fase da consulta, a ANEEL também vai discutir a gradação do benefício do referido empréstimo, para alocação do spread bancário entre os consumidores e os distribuidores de energia elétrica.

Sobrecontratação Involuntária

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

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

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

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).