

Comentários de Desempenho

4T21 / 2021

Enel Distribuição São Paulo

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

24 de fevereiro de 2022

Relações com Investidores

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

São Paulo, 24 de fevereiro de 2022 – 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 quarto trimestre (“4T21”) e dos doze meses (“2021”) 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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	10.247	10.565	-3,0%	10.077	1,7%	40.883	40.278	1,5%
Receita Bruta (R\$ mil)	9.299.939	6.971.069	33,4%	9.602.888	-3,2%	32.230.626	23.837.506	35,2%
Receita Líquida (R\$ mil)	5.756.756	4.629.530	24,3%	6.257.672	-8,0%	20.658.070	15.490.533	33,4%
EBITDA (R\$ mil)	976.948	1.335.215	-26,8%	890.293	9,7%	3.125.057	2.702.301	15,6%
Margem EBITDA (%)	17,0%	28,8%	-11,9 p.p.	14,2%	2,7 p.p.	15,1%	17,4%	-2,3 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	18,9%	30,2%	-11,3 p.p.	15,2%	3,7 p.p.	16,4%	18,6%	-2,2 p.p.
EBIT (R\$ mil)	794.224	1.166.951	-31,9%	726.652	9,3%	2.455.625	2.025.065	21,3%
Margem EBIT (%)	13,8%	25,2%	-11,4 p.p.	11,6%	2,2 p.p.	11,9%	13,1%	-1,2 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	441.093	724.863	-39,1%	353.597	24,7%	1.141.433	980.816	16,4%
Margem Líquida (%)	7,7%	15,7%	-8 p.p.	5,7%	35,6%	5,5%	6,3%	-0,8 p.p.
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	8,5%	16,4%	-7,8 p.p.	6,0%	41,6%	6,0%	6,7%	-0,8 p.p.
CAPEX (R\$ mil)	539.602	246.046	119,3%	416.141	29,7%	1.573.175	962.174	63,5%
DEC - horas (12 meses)	6,77	7,52	-10,0%	7,22	-6,2%	6,77	7,52	-10,0%
FEC - vezes (12 meses)	3,63	3,83	-5,2%	3,74	-2,9%	3,63	3,83	-5,2%
Índice de Arrecadação (YTD)	100,28%	98,68%	1,6 p.p.	100,55%	-0,3 p.p.	100,28%	98,68%	1,6 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	10,34%	10,64%	-0,3 p.p.	10,43%	-0,1 p.p.	10,34%	10,64%	-0,3 p.p.
Nº de Consumidores (3)	7.580.833	7.454.050	1,7%	7.535.641	0,6%	7.580.833	7.454.050	1,7%
Nº de Colaboradores Próprios (4)	4.441	5.848	-24,1%	4.585	-3,1%	4.441	5.848	-24,1%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	586	282	107,9%	608	-3,6%	2.339	1.166	>100,0%
PMSO (5) /Consumidor	303,5	-12,4	<-100,0%	262,6	15,2%	240,1	350,0	-31,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	434	276	57,2%	455	-4,6%	434	276	57,2%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	17.475	26.962	-35,2%	16.579	5,4%	17.475	26.962	-35,2%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020 | (3) Unidades Faturadas | (4) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

2 PERFIL CORPORATIVO

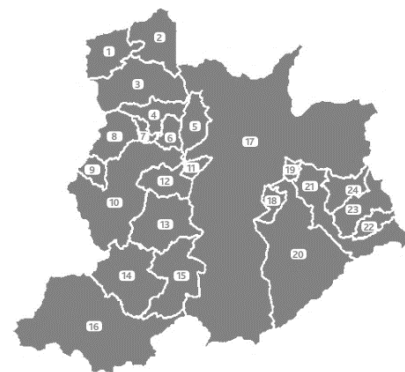
Área de Concessão

DADOS GERAIS

	4T21	4T20	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.)	7.580.833	7.454.050	1,7%
Linhas de Distribuição (Km)	44.174	44.028	0,3%
Linhas de Transmissão (Km)	1.838	1.834	0,2%
Subestações (Unid.)	162	162	0,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	40.883	40.278	1,5%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,71%	8,57%	0,1 p.p.
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	8,19%	8,51%	-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 ABRADÉE
(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 Itapeerica da Serra
- 14 São Lourenço da Serra
- 15 Embu-Guaçu
- 16 Juquitiba
- 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

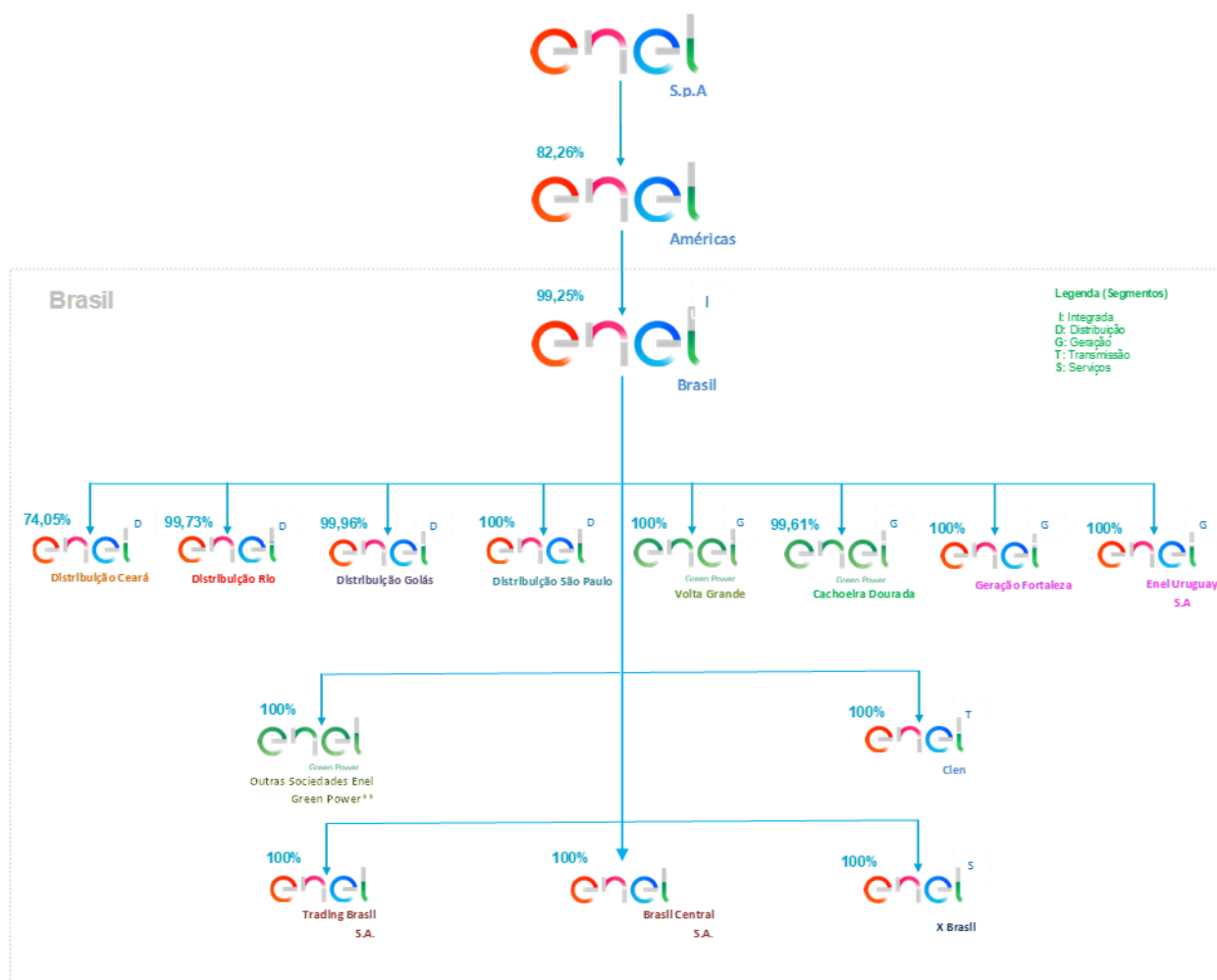


A Enel Distribuição São Paulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida, com presença em 24 municípios da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiro do país. A área de concessão, de 4.526 km²,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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Mercado Cativo	7.578.038	7.451.811	1,7%	7.532.918	0,6%	7.578.038	7.451.811	1,7%
Residencial	7.127.040	7.001.288	1,8%	7.088.675	0,5%	7.127.040	7.001.288	1,8%
Industrial	24.875	25.318	-1,7%	25.138	-1,0%	24.875	25.318	-1,7%
Comercial	406.102	404.716	0,3%	399.281	1,7%	406.102	404.716	0,3%
Rural	567	571	-0,7%	573	-1,0%	567	571	-0,7%
Setor Público	19.454	19.918	-2,3%	19.251	1,1%	19.454	19.918	-2,3%
Cientes Livres	2.795	2.239	24,8%	2.723	2,6%	2.795	2.239	24,8%
Industrial	644	560	15,0%	632	1,9%	644	560	15,0%
Comercial	2.091	1.624	28,8%	2.031	3,0%	2.091	1.624	28,8%
Setor Público	53	48	10,4%	53	0,0%	53	48	10,4%
Cias Energéticas	7	7	0,0%	7	0,0%	7	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	7.580.833	7.454.050	1,7%	7.535.641	0,6%	7.580.833	7.454.050	1,7%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

A Companhia encerrou o ano de 2021 com um aumento de 1,7%, no número de unidades consumidoras faturadas em relação à quantidade de unidades consumidoras faturadas em 2020. Observa-se, no período, crescimento mais robusto no mercado livre com destaque para a classe comercial e industrial com aumento de 28,8% e 15,0%, respectivamente.

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 4T21 em 10.247 GWh, queda de 3,0% em relação ao 4T20. Em 2021 a venda de energia atingiu 40.883 GWh alta de 1,5% vis-à-vis o ano de 2020.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. %
Mercado Cativo	7.122	7.601	-6,3%	7.089	0,5%	28.751	29.571	-2,8%
Clientes Livres	3.125	2.964	5,4%	2.988	4,6%	12.132	10.707	13,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	10.247	10.565	-3,0%	10.077	1,7%	40.883	40.278	1,5%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

Mercado Cativo

O mercado cativo somou 7.122 GWh no 4T21, o que correspondeu a uma redução de 6,3% comparado ao 4T20 devido as temperaturas menores registradas no período e pelo retorno às atividades fora de casa com o relaxamento das restrições da Covid-19 no segundo semestre. No ano de 2021 o mercado cativo totalizou 28.751 GWh queda de 2,8% frente o mesmo período do ano anterior, também capturou os efeitos climáticos e de retorno as atividades registradas no último trimestre do ano.

A classe residencial apresentou no 4T21 uma redução de 7,3% vis-à-vis o 4T20. Na comparação anual a queda foi de apenas 0,3%. No início da pandemia, o faturamento foi realizado pela média de consumo devido a impossibilidade de medição local.

Já na classe industrial, a redução de 15,5% no 4T21 é resultado é o retrato do cenário nacional desafiador, com juros crescentes e dificuldades na cadeia de produção, principalmente automotiva e da migração destes clientes para o mercado livre, o mesmo ocorreu na comparação anual onde a queda foi de 6,5%.

A classe comercial também registrou queda tanto na comparação trimestral quanto na anual, no 4T21 a queda foi de 8,2% frente ao 4T20 e de 7,9% em 2021 vis-à-vis 2020.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. %
Residencial	4.015	4.330	-7,3%	4.162	-3,5%	16.569	16.618	-0,3%
Industrial	535	633	-15,5%	552	-3,1%	2.169	2.321	-6,5%
Comercial	1.976	2.153	-8,2%	1.864	6,0%	7.836	8.505	-7,9%
Rural	8	8	-4,0%	8	0,4%	30	32	-5,2%
Setor Público	589	477	23,5%	503	17,1%	2.146	2.095	2,4%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.122	7.601	-6,3%	7.089	0,5%	28.751	29.571	-2,8%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. %
Residencial	563	618	-8,9%	587	-4,1%	2.325	2.374	-2,1%
Industrial	21.506	25.002	-14,0%	21.964	-2,1%	87.199	91.674	-4,9%
Comercial	4.865	5.320	-8,6%	4.669	4,2%	19.295	21.015	-8,2%
Rural	13.547	14.011	-3,3%	13.357	1,4%	53.501	56.042	-4,5%
Setor Público	30.279	23.948	26,4%	26.136	15,9%	110.321	105.181	4,9%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	940	1.020	-7,9%	941	-0,1%	3.794	3.968	-4,4%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 3.125 GWh no 4T21, um aumento de 5,4% quando comparado ao 4T20. Já no ano de 2021 o aumento de 13,3% ambos justificados 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.

¹ Não Inclui Consumo Próprio

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. %
Industrial	1.435	1.420	1,1%	1.447	-0,8%	5.653	5.020	12,6%
Comercial	1.296	1.152	12,5%	1.148	12,9%	4.881	4.133	18,1%
Setor Público	394	392	0,4%	393	0,2%	1.598	1.554	2,8%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	3.125	2.964	5,4%	2.988	4,6%	12.132	10.707	13,3%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. %
Industrial	2.229	2.536	-12,1%	2.313	-3,6%	8.777	8.964	-2,1%
Comercial	620	709	-12,6%	613	1,1%	2.335	2.545	-8,3%
Setor Público (3)	7.425	8.167	-9,1%	6.814	9,0%	30.155	32.375	-6,9%
Média - Transporte per Capita para Clientes Livres	1.118	1.060	5,4%	1.153	-3,0%	4.341	3.831	13,3%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

Desagregação

Compra de Energia

FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Itaipu	1.999	2.093	-4,5%	1.965	1,7%	7.811	8.305	-5,9%
Leilão (3)	6.334	6.698	-5,4%	6.166	2,7%	26.255	27.449	-4,4%
Angra 1 e 2	373	390	-4,5%	373	0,0%	1.479	1.553	-4,7%
Proinfa	203	211	-3,8%	195	4,0%	736	770	-4,4%
Total - Compra de Energia	8.909	9.392	-5,1%	8.699	2,4%	36.281	38.076	-4,7%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020 | (3) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

BALANÇO DE ENERGIA (GWh)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Energia Consumida (GWh)	10.247	10.565	-3,0%	10.077	1,7%	40.883	40.278	1,5%
Residencial	4.015	4.330	-7,3%	4.162	-3,5%	16.569	16.618	-0,3%
Industrial	535	633	-15,5%	552	-3,1%	2.169	2.321	-6,5%
Comercial	1.976	2.153	-8,2%	1.864	6,0%	7.836	8.505	-7,9%
Rural	8	8	-4,0%	8	0,4%	30	32	-5,2%
Setor público	589	477	23,5%	503	17,1%	2.146	2.095	2,4%
Clientes Livres	3.125	2.964	5,4%	2.988	4,6%	12.132	10.707	13,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (GWh)	1.164	1.250	-6,9%	1.200	-3,0%	4.739	4.804	-1,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (%)	10,17%	10,50%	-0,3 p.p.	10,53%	-0,4 p.p.	10,17%	10,50%	-0,3 p.p.

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

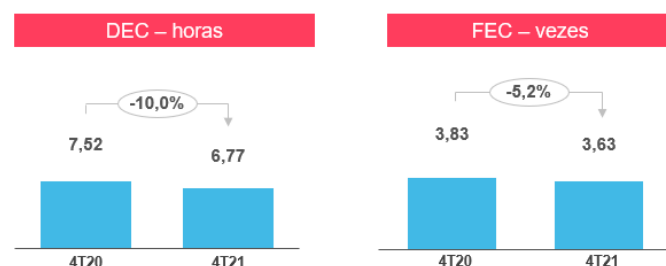
Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
DEC - horas (12 meses)	6,77	7,52	-10,0%	7,22	-6,2%	6,77	7,52	-10,0%
FEC - vezes (12 meses)	3,63	3,83	-5,2%	3,74	-2,9%	3,63	3,83	-5,2%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	10,34%	10,64%	-0,3 p.p.	10,43%	-0,1 p.p.	10,34%	10,64%	-0,3 p.p.
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	100,28%	98,68%	1,6 p.p.	100,55%	-0,3 p.p.	100,28%	98,68%	1,6 p.p.
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	586	282	107,9%	608	-3,6%	2.339	1.166	>100,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	434	276	57,2%	455	-4,6%	434	276	57,2%
PMSO (3) / Consumidor	303,5	-12,4	<-100,0%	262,6	15,2%	240,1	350,0	-31,4%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	17.475	26.962	-35,2%	16.579	5,4%	17.475	26.962	-35,2%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020 | (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Qualidade do Fornecimento



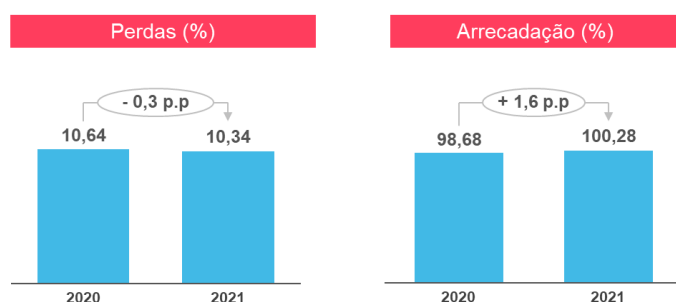
Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – 12 meses) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – 12 meses) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

No 4T21, os indicadores DEC apresentaram uma queda de 10% em relação ao 4T20. Embora esses indicadores tenham 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, o 4T21 já refletiu os 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 dezembro de 2021. Cabe destacar que em novembro de 21 atingimos o 3º melhor FEC e o 8º melhor DEC do Brasil.

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 10,34%³, sendo divididas entre perdas técnicas (5,13%) e não técnicas (5,21%). Em comparação ao 4T20, as perdas totais

apresentaram uma redução de 0,04 p.p. devido às ações do plano de perdas para controlarem o aumento da agressividade decorrentes do COVID19.

Um dos principais motivos de não haver uma redução maior de perdas é decorrente a um cenário de pandemia do Covid-19 e da crise hídrica, pois se trata de uma situação bastante adversa na economia de mercado com um elevado índice de desemprego, aumento da inflação, redução da renda média do empregado e um aumento nas identificações das irregularidades. Como também, com o crescimento da energia injetada temos o incremento da parte de perdas técnicas e a adequação dos períodos de faturamento dos clientes de média e alta tensão para o período civil de cada mês, a fim de atender a resolução 863/ANEEL.

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 4T21, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 223,8 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 396,3 GWh de energia, ante os 117,4 milhões e 228,7 GWh adicionados no 4T20, respectivamente. Em 2021 foram acrescentados 1.287,3 GWh de energia que corresponde a um faturamento aproximado de R\$ 693,7 milhões.

Arrecadação

O índice de arrecadação da companhia atingiu 100,55% no 4T21 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

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.

³ Nota: A partir do 4T21, a metodologia de apuração de Perdas foi adequada aos padrões da Aneel, retroagindo seu efeito a partir de dezembro de 2020.

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.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	9.299.939	6.971.069	33,4%	9.602.888	-3,2%	32.230.626	23.837.506	35,2%
Deduções à Receita Operacional	(3.543.183)	(2.341.539)	51,3%	(3.345.216)	5,9%	(11.572.556)	(8.346.973)	38,6%
Receita Operacional Líquida	5.756.756	4.629.530	24,3%	6.257.672	-8,0%	20.658.070	15.490.533	33,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)	(4.192.506)	(3.091.541)	35,6%	(4.978.201)	-15,8%	(15.916.834)	(11.834.779)	34,5%
EBITDA	976.948	1.335.215	-26,8%	890.293	9,7%	3.125.057	2.702.301	15,6%
Margem EBITDA	17,0%	28,8%	-41,2%	14,2%	19,3%	15,1%	17,4%	-2,3 p.p.
EBIT	794.224	1.166.951	-31,9%	726.652	9,3%	2.455.625	2.025.065	21,3%
Margem EBIT	13,8%	25,2%	-45,3%	11,6%	18,8%	11,9%	13,1%	-1,2 p.p.
Resultado Financeiro	(262.873)	(165.800)	58,5%	(183.702)	43,1%	(853.937)	(615.026)	38,8%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(90.258)	(276.288)	-67,3%	(189.353)	-52,3%	(460.255)	(429.223)	7,2%
Lucro (Prejuízo) Líquido	441.093	724.863	-39,1%	353.597	24,7%	1.141.433	980.816	16,4%
Margem Líquida	7,7%	15,7%	-51,1%	5,7%	35,6%	5,5%	6,3%	-12,7%
Margem Líquida ex-Receita de Construção	8,5%	16,4%	-47,9%	6,0%	41,6%	6,0%	6,7%	-11,2%
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	2,23	3,67	>100,0%	1,79	0,25	5,78	4,97	20,0%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020 | (3) Não considera custo de construção, depreciação e amortização

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	3.851.577	2.548.921	51,1%	3.377.066	14,1%	12.378.968	9.830.743	25,9%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	542.562	510.144	6,4%	503.118	7,8%	2.079.030	1.764.784	17,8%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.463.533	2.500.699	-1,5%	2.439.093	1,0%	9.691.847	9.175.538	5,6%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(15.922)	(13.057)	21,9%	(12.697)	25,4%	(69.549)	(53.243)	30,6%
Receita de Construção	587.303	202.774	189,6%	389.177	50,9%	1.616.179	953.453	69,5%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	252.047	157.613	59,9%	761.131	-66,9%	1.326.614	352.086	>100,0%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	3.829.523	3.358.173	14,0%	4.079.822	-6,1%	14.644.121	12.192.618	20,1%
Subvenção de Recursos da CDE	134.045	124.351	7,8%	126.314	6,1%	511.305	487.195	4,9%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	1.309.627	781.484	67,6%	1.854.455	-29,4%	4.152.176	1.103.839	>100,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	175.167	158.140	10,8%	165.231	6,0%	544.056	223.111	>100,0%
Total - Outras Receitas	1.618.839	1.063.975	52,2%	2.146.000	-24,6%	5.207.537	1.814.145	>100,0%
Total - Receita Operacional Bruta	9.299.939	6.971.069	33,4%	9.602.888	-3,2%	32.230.626	23.837.506	35,2%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 9,3 bilhões no 4T21, um aumento de 33,4% comparado ao 4T20. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 4T21, alcançou o montante de R\$ 8,7 bilhões, um aumento de R\$ 1,9 bilhão em relação ao 4T20, cujo montante foi de R\$ 6,8 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Maior ativo e passivo financeiro setorial no período, em R\$ 528 milhões, devido, principalmente à maior constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento de R\$ 94,4 milhões em outras receitas originadas de aumento na venda de energia excedente no MVE consequência da sobrecontratação e reajuste de preços dos contratados de compartilhamento de infraestrutura;
- Aumento de atualização do Ativo Financeiro da Concessão em R\$ 17,0 milhões, por conta do maior volume de investimentos realizados na área de concessão no período analisados.

Em 2021, a receita operacional bruta da Companhia apresentou uma variação positiva de 35,2%, ou R\$ 8,4 bilhões, em relação ao ano de 2020, totalizando R\$ 32,2 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, de 2021, alcançou o montante de R\$ 30,6 bilhões, um aumento de R\$ 7,7 bilhões em relação aos 2020, cujo montante foi de R\$ 22,9 bilhões.

Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes fatores:

- Maior ativo e passivo financeiro setorial no período, em R\$ 3,0 bilhões, devido, principalmente à maior constituição de ativo regulatório no período;

- Aumento de R\$ 968,9 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\$ 830,5 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\$ 320,9 milhões, por conta do maior volume de investimentos realizados na área de concessão no período analisado.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
ICMS	(1.283.422)	(1.061.044)	21,0%	(1.197.396)	7,2%	(4.556.367)	(3.935.754)	15,8%
PIS	(101.800)	(88.177)	15,4%	(114.372)	-11,0%	(380.142)	(308.015)	23,4%
COFINS	(469.240)	(406.175)	15,5%	(526.791)	-10,9%	(1.751.632)	(1.419.198)	23,4%
ISS	(91)	(36)	152,8%	(37)	145,9%	(201)	(168)	19,6%
Total - Tributos	(1.854.553)	(1.555.432)	19,2%	(1.838.596)	0,9%	(6.688.342)	(5.663.135)	18,1%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(49.059)	(42.395)	15,7%	(56.509)	-13,2%	(183.105)	(142.237)	28,7%
Encargo Setorial CDE (3)	(637.030)	(559.897)	13,8%	(637.029)	0,0%	(2.457.099)	(2.239.565)	9,7%
TFSEE (4)	(7.087)	(4.977)	42,4%	(7.086)	0,0%	(24.127)	(19.429)	24,2%
Encargos do consumidor - PROINFA	(29.714)	(21.154)	40,5%	(27.904)	6,5%	(106.559)	(88.906)	19,9%
Encargos do consumidor - CCRBT (5)	(965.740)	(157.684)	>100,0%	(778.092)	24,1%	(2.113.324)	(193.701)	>100,0%
Total - Encargos Setoriais	(1.688.630)	(786.107)	>100,0%	(1.506.620)	0,9%	(4.884.214)	(2.683.838)	82,0%
Total - Deduções da Receita	(3.543.183)	(2.341.539)	51,3%	(3.345.216)	5,9%	(11.572.556)	(8.346.973)	38,6%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

(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\$ 3,5 bilhões no 4T21, um incremento de 51,3%, ou R\$ 1,2 bilhão em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- Aumento de 21,0% (R\$ 299,1 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e PIS/COFINS corrente, com aumentos de R\$ 222,4 milhões e R\$ 76,7 milhões, respectivamente;
- Aumento de R\$ 77,1 milhões nos encargos setoriais.
- Aumento de R\$808,0 milhões nos encargos do consumidor – CCRBT

No acumulado 2021, as deduções da receita totalizaram R\$ 11,6 bilhões, contra R\$ 8,3 bilhões no acumulado 2020, aumento de 38,6% ou R\$ 3,2 bilhões, atribuído aos seguintes fatores:

- Aumento de 18,1% (R\$ 1,0 bilhão) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e PIS/COFINS corrente, com aumentos de R\$ 620,6 milhões e R\$ 404,5 milhões, respectivamente;
- Aumento de R\$ 217,5 milhões nos encargos setoriais ou 9,7%.
- Aumento de R\$1,9 bilhão na linha de Encargos do consumidor – CCRBT.

Custos e Despesas operacionais

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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Parcela A								
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(2.343.997)	(2.496.204)	-6,1%	(3.683.284)	-36,4%	(10.308.222)	(8.441.778)	22,1%
Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(1.230.180)	(701.663)	75,3%	(614.861)	100,1%	(3.229.202)	(1.990.586)	62,2%
Total - Não Gerenciáveis	(3.574.177)	(3.197.867)	11,8%	(4.298.145)	-16,8%	(13.537.424)	(10.432.364)	29,8%
Despesas Operacionais								
Pessoal	(81.661)	(166.652)	-51,0%	(109.821)	-25,6%	(593.658)	(688.811)	-13,8%
Previdência Privada	(2.202)	467.363	<-100,0%	(1.309)	68,3%	(6.636)	445.749	<-100,0%
Serviços de Terceiros	(232.970)	(146.220)	59,3%	(243.802)	-4,4%	(909.963)	(607.880)	49,7%
Material	(5.494)	(14.291)	-61,6%	(15.287)	-64,1%	(49.602)	(84.759)	-41,5%
Depreciação e Amortização	(182.724)	(168.264)	8,6%	(163.641)	11,7%	(669.432)	(677.236)	-1,2%
PECLD (3)	(207.398)	89.727	<-100,0%	(206.395)	0,5%	(436.879)	(112.573)	>100,0%
Custo de Construção	(587.303)	(202.774)	>100,0%	(389.177)	50,9%	(1.616.179)	(953.453)	69,5%
Provisão para processos judiciais e outros	(16.381)	(11.519)	42,2%	(13.982)	17,2%	(57.490)	(81.506)	-29,5%
Perda de recebíveis de clientes	(48.545)	(64.274)	-24,5%	(55.804)	-13,0%	(235.894)	(196.945)	19,8%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	45.733	33.621	36,0%	24.502	86,7%	128.303	116.069	10,5%
Outras receitas (despesas) operacionais	(69.410)	(81.430)	-14,8%	(58.159)	19,3%	(217.591)	(191.760)	13,5%
Total - Despesas Operacionais (4)	(618.329)	106.325	<-100,0%	(680.056)	-9,1%	(2.379.410)	(1.402.416)	69,7%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (4)	(4.192.506)	(3.091.542)	35,6%	(4.978.201)	-15,8%	(15.916.834)	(11.834.780)	34,5%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020 | (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\$ 4,2 bilhões no 4T21, um aumento de R\$ 1,1 bilhão em comparação com o 4T20. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis (Parcela A), de R\$ 376,3 milhões: Os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 3,5 bilhões no 4T21, um aumento de 11,8% em comparação ao 4T20 (R\$ 3,2 bilhões), justificado principalmente pelo aumento no risco hidrológico e pelo aumento de 75,3% nos Encargos do Serviço do Sistema de Transmissão e Distribuição no 4T21 em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Aumento no grupo de despesas operacionais (custos gerenciáveis), de R\$ 724,6 milhões no 4T21 em comparação ao 4T20, excluindo custo de construção e depreciação e amortização. Esse aumento deve-se, principalmente ao:

- Aumento de R\$ 45,5 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\$ 469,5 milhões na linha de Previdência Privada em decorrência da migração do plano de previdência da Funcesp ocorrido em 2020.
- Aumento de R\$ 86,7 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.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 84,9 milhões relacionadas à despesa com Pessoal, como reflexo da estratégia da Companhia na digitalização e efficientização 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\$ 15,9 bilhões nos doze meses de 2021, um aumento de R\$ 4,1 bilhões em comparação com os 2020. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

- Aumento dos custos não-gerenciáveis em R\$ 3,1 bilhões que totalizaram R\$ 13,5 bilhões, resultado 29,8% superior ao registrado nos doze meses de 2020.
- Aumento dos custos gerenciáveis em R\$ 976,9 milhões que totalizaram R\$ 2,4 bilhões, resultado 69,7% superior ao registrado no acumulado 2020.

EBITDA

O EBITDA da Enel São Paulo no 4T21 atingiu o montante de R\$ 976,9 milhões, o que representa uma redução de R\$ 358,3 milhões em relação ao 4T20. A margem EBITDA da Companhia no trimestre foi de 17,0%, uma redução de 11,8 p.p. em relação ao 4T20. No 4T21 o EBITDA foi impactado principalmente pela queda na demanda por energia, atribuída as condições climáticas do período, pelo aumento das deduções à receita operacional e custos do serviço e despesas operacionais.

Em 2021, a Companhia atingiu o montante de R\$ 3,1 bilhões, o que representa um aumento de R\$ 422,7 milhões em relação ao mesmo período de 2020. A margem EBITDA da Companhia no 2021 foi de 15,1%, com uma redução de 2,5 p.p. em relação ao 2020. Esse aumento é atribuído a melhora da receita operacional conforme explicado acima.

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)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	441.093	724.863	-39,1%	353.597	24,7%	1.141.433	980.816	16,4%
(+) Tributos sobre o Lucro	90.258	276.288	-67,3%	189.353	-52,3%	460.255	429.223	7,2%
(+) Resultado Financeiro	262.873	165.800	58,5%	183.702	43,1%	853.937	615.026	38,8%
(=) EBIT	794.224	1.166.951	-31,9%	726.652	9,3%	2.455.625	2.025.065	21,3%
(+) Depreciações e Amortizações	182.724	168.264	8,6%	163.641	11,7%	669.432	677.236	-1,2%
(=) EBITDA	976.948	1.335.215	-26,8%	890.293	9,7%	3.125.057	2.702.301	15,6%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Renda de Aplicações Financeiras	6.792	6.378	6,5%	7.022	-3,3%	21.480	25.057	-14,3%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	21.975	59.942	-63,3%	22.208	-1,0%	140.853	141.830	-0,7%
Subvenções governamentais	573	757	-24,3%	622	-7,9%	2.555	3.272	-21,9%
Atualização de Créditos Tributários	334	92	>100,0%	1.276	-73,8%	1.882	1.194	6,9%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	10.471	4.818	>100,0%	9.305	12,5%	29.977	23.278	-60,0%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	42.312	(1.397)	<-100,0%	17.399	>100,0%	78.026	21.347	-18,5%
Instrumentos Financeiros de hedge	43.645	75.853	-42,5%	36.923	18,2%	133.300	91.465	-59,6%
Ajuste MTM Dívida	44.773	-	-	46.396	-3,5%	152.824	-	-
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	(2.346)	555	<-100,0%	-	-	(2.008)	5.173	-100,0%
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	6.801	5.268	29,1%	5.784	17,6%	28.451	13.656	-57,6%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(3.667)	(3.724)	-1,5%	(1.777)	106,4%	(11.672)	(9.938)	17,4%
Total - Receitas Financeiras	171.663	148.542	15,6%	145.158	18,3%	575.668	316.334	82,0%
Despesas Financeiras								
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(99.470)	(31.910)	211,7%	(70.890)	40,3%	(261.687)	(148.587)	76,1%
Variação monetária + Ajuste MTM - Dívida	(56.856)	(105.292)	-46,0%	(3.987)	1326,0%	(211.966)	(119.260)	77,7%
Instrumentos Financeiros de hedge	(72.096)	5.867	<-100,0%	(89.432)	-19,4%	(240.558)	(8.996)	>100,0%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(3.743)	(4.645)	-19,4%	(3.637)	2,9%	(15.950)	(20.771)	-23,2%
Subvenções governamentais	(573)	(759)	-24,5%	(621)	-7,7%	(2.555)	(3.273)	-21,9%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(3.594)	(3.314)	8,4%	(2.444)	47,1%	(11.202)	(15.368)	-27,1%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	12.395	562	>100,0%	7.816	58,6%	25.999	3.153	>100,0%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(7.798)	(7.466)	4,4%	(9.123)	-14,5%	(32.278)	(31.470)	2,6%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(34.662)	(19.307)	79,5%	(13.971)	>100,0%	(86.906)	(64.657)	34,4%
Atualização Acordo Eletrobras	(15.165)	(7.573)	>100,0%	(10.577)	43,4%	(43.394)	(45.737)	-5,1%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(117.182)	(121.875)	-3,9%	(117.184)	0,0%	(468.730)	(431.793)	8,6%
Comissão de fiança - partes relacionadas	(741)	(1.085)	-31,7%	(3.405)	-78,2%	(6.286)	(4.352)	44,4%
Outras Despesas Financeiras	(37.096)	(17.596)	>100,0%	(10.965)	>100,0%	(76.670)	(37.052)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	(436.581)	(314.393)	38,9%	(328.420)	32,9%	(1.432.183)	(928.163)	54,3%
Variações Cambiais	2.045	51	>100,0%	(440)	-564,8%	2.578	(3.197)	<-100,0%
Variações cambiais - Empréstimos	(55.531)	77.920	<-100,0%	(135.225)	-58,9%	(124.524)	(25.517)	>100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	57.880	(77.922)	<-100,0%	135.225	-57,2%	126.860	25.515	>100,0%
Outras Variações Cambiais	(304)	53	<-100,0%	(440)	-30,9%	242	(3.195)	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(262.873)	(165.800)	58,5%	(183.702)	43,1%	(853.937)	(615.026)	38,8%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

O Resultado Financeiro da Companhia encerrou o 4T21 com uma despesa de R\$ 262,9 milhões, um aumento de R\$ 97 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada basicamente pelo aumento líquido de despesa em R\$ 75,9 milhões nas rubricas de dívida (Instrumento financeiro derivativo, Variação Monetária e Cambial de Dívidas e Encargos de dívidas e mútuos) em decorrência do aumento de R\$ 110,6 milhões nas despesas de encargos, ocasionada, principalmente pelo aumento do CDI no 4T21 comparado ao 4T20, somado à um aumento no volume de empréstimos contratados em 2021. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 34,7 milhões de receita com ajuste de marcação a mercado de dívidas e derivativos.

No ano de 2021 o resultado financeiro encerrou com uma despesa de R\$ 853,9 milhões, um aumento de R\$ 238,9 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Essa variação é explicada basicamente pelo aumento líquido de despesa em R\$ 240 milhões nas rubricas de dívida (Instrumento financeiro derivativo, Variação Monetária e Cambial de Dívidas e Encargos de dívidas e mútuos) devido aos seguintes fatores:

- (i) aumento de R\$ 173 milhões nas despesas de encargos, que ocorreu devido principalmente ao aumento de 1,63% do CDI (4,44% em 2021 x 2,77% em 2020), somado à um aumento no volume de empréstimos contratados em 2021; e,
- (ii) e variação monetária de R\$ 67 milhões em 2021, referente à dívida financeira junto a Fundação CESP (Vivest) atrelada ao IGP-DI que teve forte alta no período e contratada no final de 2020.

Tributos (IR/CSLL)

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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(8.032)	9.977	<-100,0%	(75.314)	-89,3%	(116.359)	-	-
Contribuição Social Diferida	(21.765)	(75.776)	-71,3%	(30.187)	-27,9%	(91.031)	(113.618)	-19,9%
Imposto de Renda Diferido	(60.461)	(210.489)	-71,3%	(83.852)	-27,9%	(252.865)	(315.605)	-19,9%
Total	(90.258)	(276.288)	-67,3%	(189.353)	-52,3%	(460.255)	(429.223)	7,2%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 | (2) Variação entre 2021 e 2020

No 4T21, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R\$ 90,2 milhões, uma queda de R\$ 196,0 milhões em relação ao 4T20, explicado pelo maior lucro tributável apurado no período. Na comparação anual as despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido de 2021 atingiram R\$40,2 milhões, alta de R\$21 milhões, ou alta de 4,8% frente ao mesmo período do ano anterior explicado pelo maior lucro tributável apurado no período.

Endividamento

Indicadores de Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	6.837.725	5.452.015	25%	6.202.893	10%	6.837.725	5.452.015	25%
(-) Disponibilidades	(1.115.269)	(2.134.751)	-48%	(823.522)	35%	(1.115.269)	(2.134.751)	-48%
Dívida Líquida	5.722.456	3.317.264	73%	5.379.371	6%	5.722.456	3.317.264	73%
EBITDA (3)	3.125.057	2.702.301	16%	3.483.325	-10%	3.125.057	2.702.301	16%
Dívida Bruta/EBITDA	2,19	2,02	8,45%	1,78	22,87%	2,19	2,02	8,45%
Dívida Líquida/EBITDA	1,83	1,23	49,17%	1,54	18,57%	1,83	1,23	49,17%
Dívida Bruta/(Dívida Bruta+PL)	0,74	0,67	10,92%	0,64	15,13%	0,74	0,67	10,92%
Dívida Líquida/(Dívida Líquida + PL)	0,71	0,55	28,12%	0,61	15,58%	0,71	0,55	28,12%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21; (2) Variação entre 2021 e 2020; (3) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses)

A Dívida Bruta⁴ da Companhia encerrou o 4T21 em R\$ 6.838 milhões, um aumento de R\$ 1.386 milhões em relação ao 4T20. Essa variação deve-se principalmente às novas captações no montante de R\$ 4.099 milhões, sendo R\$ 2.449 milhões referentes à empréstimos na modalidade de 4131 para capital de giro, R\$ 1.295 milhões referentes a emissão da 25ª e 26ª emissão de debêntures e R\$ 325 milhões referentes à 7ª emissão de notas promissórias realizada para reforço de capital de giro da Companhia, somados às provisões de encargos de R\$ 318 milhões e variação monetária no período no montante de R\$ 67 milhões, referente à dívida financeira junto a Fundação CESP (Vivest) atrelada ao IGP-DI que teve forte alta no período. Esses efeitos foram parcialmente compensados por liquidações de dívidas no valor total de (R\$ 3.136) milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 58 milhões e registrou custos de transação das operações vigentes, líquido das apropriações do período, no montante de R\$ 18 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 Tokyo, Scotiabank, BNP e Citibank realizadas em março, abril e outubro no montante de R\$ 1.203 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 relativos às emissões de debêntures (23ª, 24ª e 25ª) no montante de R\$ 143 milhões.

As disponibilidades fecharam o 4T21 em R\$ 1.115 milhões, ante R\$ 2.135 milhões no 4T20, uma redução de R\$ 1.010 milhões devido principalmente ao aumento do custo de energia, efeito de maior risco hidrológico. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 5.722 milhões no 4T21, um aumento de R\$ 2.405 milhões em relação ao saldo de R\$ 3.317 milhões do 4T20.

A Companhia encerrou o 4T21 com o custo médio da dívida no ano em 7,68% a.a., ou CDI + 3,08% a.a e prazo médio de pagamento de 3,6 anos, considerando o custo da operação com Fundação CESP. Desconsiderando o custo dessa operação, liquidada em maio, o custo médio da dívida da Companhia reduz para 5,16% a.a., ou CDI + 0,69% a.a.

⁴ 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.

Colchão de Liquidez⁵

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

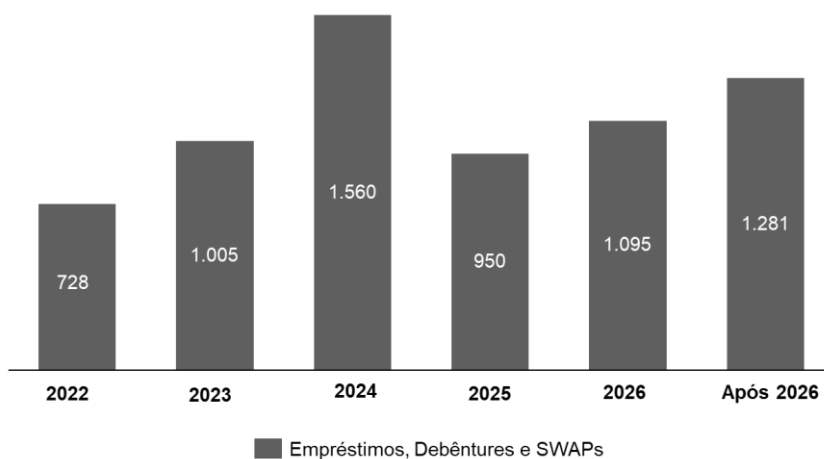
Conforme descrito na Nota Explicativa nº 14.7 das Demonstrações Contábeis referentes ao 4T21, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados com base em suas Informações Trimestrais e Demonstrações Contábeis Anuais, os quais foram atingidos em 31 de dezembro de 2021. Segue abaixo o cálculo do *covenant* financeiro exigido nas emissões de debêntures (23ª, 24ª, 25ª e 26ª) e na 7ª emissão de notas promissórias.

INDICADORES FINANCEIROS (R\$ mil)	
	4T21
Empréstimos, Financiamentos, Deb. e Derivativos	6.837.725
Fundo de Pensão	(467.111)
(-) Disponibilidades	(1.115.269)
Dívida Líquida	5.255.345
EBITDA (1) (12 meses)	3.125.057
(+)PDD	672.773
(+)Contingências	57.490
(+)Despesas com Funcesp (últimos 12 meses)	6.636
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	17.082
EBITDA (12 meses) - Ajustado 24ª Emissão	3.879.038
(-) Impacto arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	(41.779)
(-) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	(17.082)
EBITDA (12 meses) - Ajustado 23ª Emissão	3.820.177
(1) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).	
Covenant Financeiro	
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 24ª, 25ª, 26ª Debênture e 7ª NP	1,35
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	1,38

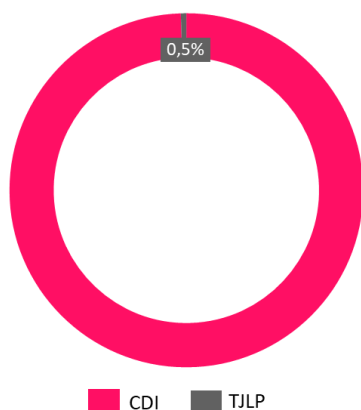
¹ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo e saldo líquido do derivativo.

² Valores não auditados pelos auditores independentes.

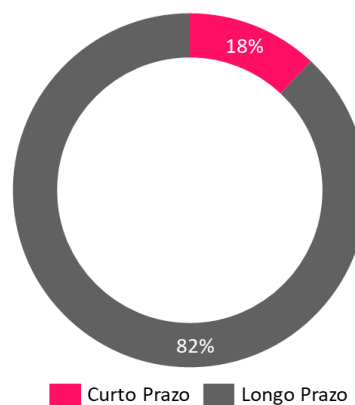
Cronograma de Amortização (R\$ milhões)⁶



Abertura da Dívida Bruta – Indexadores⁷



Abertura da Dívida Bruta – Curto/Longo Prazo⁸



Classificação de Riscos (Rating)⁹

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.

³ Fluxo composto por amortização de principal e custos a amortizar.

⁴ Não considera previdência.

⁵ Não considera previdência.

⁶ Quadro considera ratings válidos em 31 de dezembro 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)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Manutenção	267.759	115.249	132,3%	196.276	36,4%	777.864	433.085	79,6%
Crescimento	159.612	78.015	104,6%	139.674	14,3%	481.721	322.441	49,4%
Novas Conexões	98.769	47.727	106,9%	66.487	48,6%	270.384	175.829	53,8%
Financiado pela Companhia	526.139	240.991	118,3%	402.436	30,7%	1.529.970	931.356	64,3%
Financiado pelo Cliente	13.463	5.055	166,3%	13.705	-1,8%	43.206	30.819	40,2%
Total	539.602	246.046	119,3%	416.141	29,7%	1.573.175	962.174	63,5%

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

No 4T21, a Companhia investiu R\$ 539,6 milhões, montante 119,3% superior ao registrado no 4T20, alocados, em atividades de manutenção, crescimento e novas conexões. Do total investido, R\$ 526,1 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 13,4 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Para manutenção, foram investidos R\$ 267,7 milhões, 132% superior ao investido no 4T20 R\$ 115,2 milhões. Na parte de crescimento foram investimentos R\$159,6 milhões, 105% superior ao investido no 4T20 R\$ 78,0 milhões, nas novas conexões foram investidos R\$ 98,8 milhões, 107% superior ao investido no 4T20 R\$ 47,7 milhões e para projetos financiados pelos clientes foram investidos R\$ 13,4 milhões, 119% acima do valor investido no 4T20 R\$ 14,7 milhões.

Em 2021, a Companhia investiu R\$ 1,6 bilhão, montante 63,5% superior ao investido em 2020, alocados, em atividades de manutenção, que visam à melhoria da confiabilidade operacional e redução das ocorrências na rede, crescimento, com reformas de rede para adequar a infraestrutura para maior carga e expansão do sistema e novas conexões. A maior variação, contudo, foi no investimento em manutenção, em um montante 79,6% superior ao registrado em 2020. Do total investido, R\$ 1,5 bilhão foram realizados com recursos próprios e R\$ 43 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

OUTROS TEMAS

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 positivos 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 valor adiantado de devolução do crédito tributário de alteração da base de cálculo do PIS/COFINS de R\$ 1,1 bilhão e um valor de diferimento da Parcela B 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 21 a março 21. Com a piora do cenário hidrológico, a bandeira vermelha patamar 1 foi acionada em maio 21 e em junho foi acionada a bandeira vermelha patamar 2.

O terceiro trimestre foi marcado pelo agravamento hidrológico do sistema elétrico brasileiro, nos meses de julho e agosto a bandeira vermelha patamar 2 ainda foi acionada. E 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 21 à abril 22, a tarifa será acrescida de R\$ 14,2 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												

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.

Conta Covid

1.1 Discorrer sobre a 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 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 irrecuperáveis que será ainda realizada pela ANEEL possivelmente no 1º trimestre de 2022.

Perdas Não Técnicas Regulatórias

Em 7 de dezembro de 2021, a ANEEL aprovou a atualização da metodologia de reconhecimento regulatório de perdas não técnicas e receitas irrecuperáveis, que será aplicada às distribuidoras da Enel nas revisões tarifárias que serão realizadas em 2023. De forma geral, a ANEEL atualizou os modelos econométricos que definem o ranking de complexidade socioeconômico utilizado para a definição das metas de perdas não técnicas e trouxe aperfeiçoamentos nas regras de aplicação (como definição do ponto de partida e meta).

É importante ressaltar que a ANEEL manteve o tratamento diferenciado para perdas nas chamadas "Áreas de Risco", onde algumas empresas não conseguem exercer ações de combate às perdas devido aos altos índices de violência (caso da Enel Rio).