

# Comentários de Desempenho

4T20 / 2020

**Enel Distribuição São Paulo**

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

24 de fevereiro de 2021

## Relações com Investidores

**Raffaele Enrico Grandi**

Diretor de Relações com Investidores

**Isabel Regina Barroso de Alcantara**

Responsável por Relações com Investidores

<http://ri.eneldistribuicaosp.com.br/> | [brasil.investorrelations@enel.com](mailto:brasil.investorrelations@enel.com)

**São Paulo, 24 de fevereiro 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 quarto trimestre de 2020 (“4T20”) e de 2020. 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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWG)	10.565	10.920	-3,3%	9.790	7,9%	40.277	43.286	-7,0%
Receita Bruta (R\$ mil)	6.971.069	6.351.666	9,8%	5.706.160	22,2%	23.837.506	24.179.802	-1,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	4.629.530	4.017.322	15,2%	3.861.613	19,9%	15.490.533	14.704.049	5,3%
EBITDA (R\$ mil)	1.335.214	796.012	67,7%	598.309	123,2%	2.702.301	2.368.125	14,1%
Margem EBITDA (%)	28,8%	19,8%	9 p.p.	15,5%	13,3 p.p.	17,4%	16,1%	1,3 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	30,2%	20,7%	9,4 p.p.	16,6%	13,5 p.p.	18,6%	16,9%	1,6 p.p.
EBIT (R\$ mil)	1.166.949	502.764	132,1%	421.902	176,6%	2.025.065	1.718.153	17,9%
Margem EBIT (%)	25,2%	12,5%	12,7 p.p.	10,9%	14,3 p.p.	13,1%	11,7%	1,4 p.p.
Lucro Líquido (R\$ mil)	724.861	231.006	213,8%	159.361	354,9%	980.816	777.067	26,2%
Margem Líquida (%)	15,7%	5,8%	9,9 p.p.	4,1%	27,9 p.p.	6,3%	5,3%	1 p.p.
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	16,4%	6,0%	10,4 p.p.	4,4%	26,9 p.p.	6,7%	5,6%	1,2 p.p.
CAPEX (R\$ mil)	246.046	228.670	7,6%	272.058	-9,6%	962.173	878.325	9,5%
DEC - Horas (12 meses)	7,52	6,44	16,8%	7,04	6,8%	7,52	6,44	16,8%
FEC - vezes (12 meses)	3,83	3,71	3,2%	3,66	4,6%	3,83	3,71	3,2%
Índice de Arrecadação (YTD)	98,68%	100,63%	-2 p.p.	97,0%	-1,7 p.p.	98,7%	100,6%	-2 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	10,64%	9,6%	1 p.p.	10,4%	-0,2 p.p.	10,6%	9,6%	1 p.p.
Nº de Consumidores (3)	7.454.050	7.315.100	1,9%	7.414.535	0,5%	7.454.050	7.315.100	1,9%
Nº de Colaboradores Próprios (4)	5.848	6.468	-8,2%	5.939	-1,5%	5.848	6.468	-9,6%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	392	458	-14,5%	367	6,7%	1.494	1.816	-17,7%
PMSO (5) /Consumidor	-12,4	48,0	-125,8%	53,1	-123,3%	135,7	192,7	-29,6%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	276	307	-9,9%	278	-0,6%	276	307	-9,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	26.962	23.835	13,1%	26.659	1,1%	26.962	23.835	13,1%

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019 | (3) Unidades Faturadas | (4) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

### Operacional

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) de 7,52 horas, em comparação a 6,44 horas registrado em 2019;
- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) de 3,83 vezes, em comparação a 3,71 vezes registrado em 2019;

### Mercado

- Mercado total registrou contração de 3,3% no 4T20, em comparação ao 4T19, com redução do mercado cativo em 6,1%, principalmente em decorrência dos efeitos da atual pandemia.

### Regulatório

- Retomada do sistema de bandeiras tarifárias, em 30 de novembro de 2020, decorrente de condições hidroenergéticas adversas, com o acionamento da bandeira vermelha – patamar 2.

### Financeiro

- EBITDA de R\$ 1.335,2 milhões no 4T20, 67,7% superior em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 796 milhões).
- Lucro líquido de R\$ 724,9 milhões no 4T20, ante um lucro líquido de R\$ 231 milhões registrado no 4T19.

## Área de Concessão

### DADOS GERAIS

	4T20	4T19	Var. %
Área de Concessão (Km <sup>2</sup> )	4.526	4.526	0,0%
Municípios (Qtde.)	24	24	0,0%
Habitantes (Qtde.) (1)	18.292.233	18.170.745	0,7%
Consumidores (Unid.)	7.454.050	7.315.100	1,9%
Linhas de Distribuição (Km)	44.028	42.005	4,8%
Linhas de Transmissão (Km)	1.834	1.830	0,2%
Subestações (Unid.)	162	162	0,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	40.277	43.286	-7,0%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,60%	8,56%	0 p.p.
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	8,51%	9,82%	-1,3 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) Volume de Energia do Brasil de acordo com Empresa de Pesquisa Econômica - 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

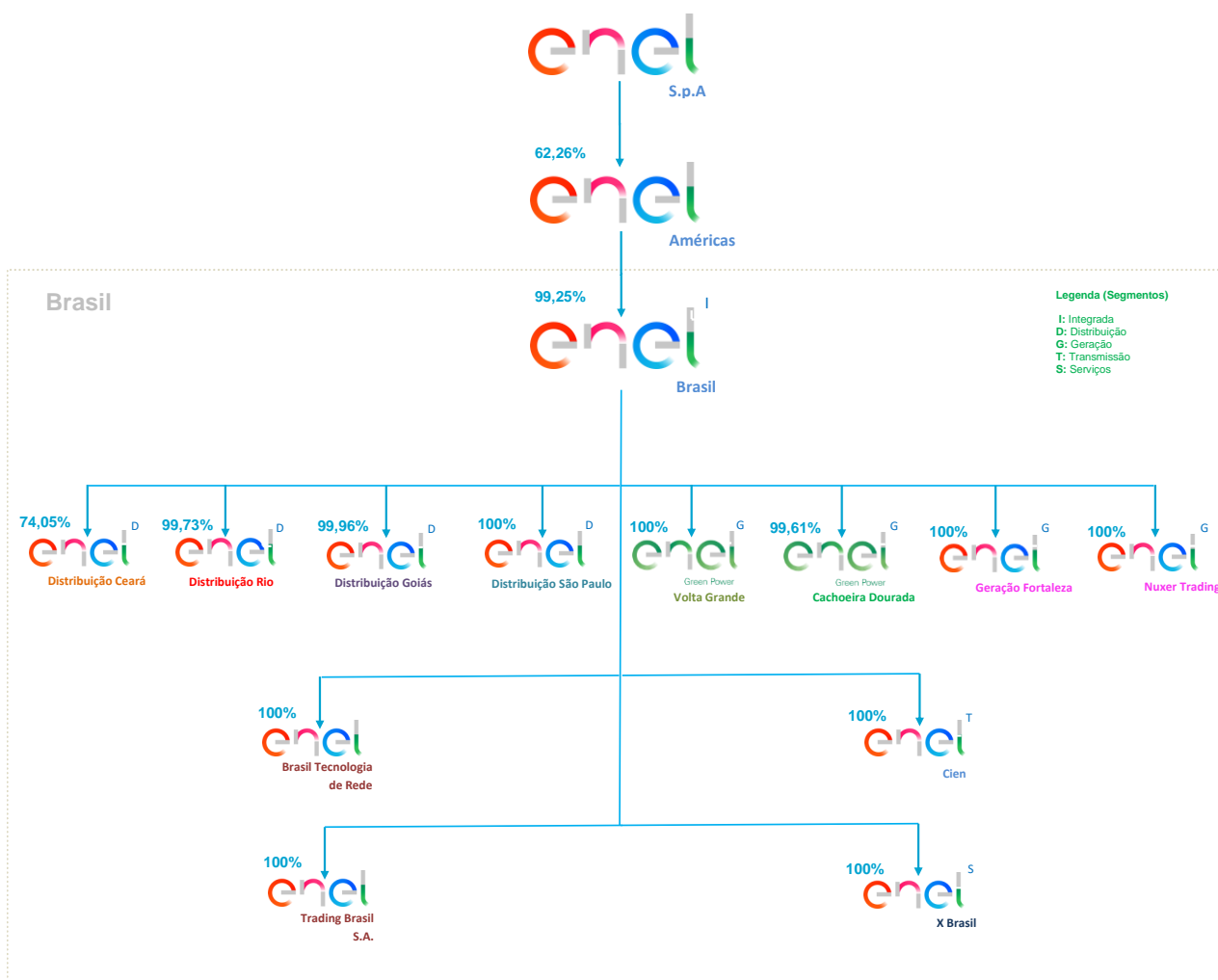


A Enel Distribuição São Paulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida, estando presente em 24 cidades da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país. A área de concessão, de 4.526 km<sup>2</sup>, com 1.646,9 unidades consumidoras faturadas por km<sup>2</sup>.

## 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%



## Mercado de Energia

### Unidades Consumidoras

#### NÚMERO DE CONSUMIDORES

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>7.451.811</b>	<b>7.313.528</b>	<b>1,9%</b>	<b>7.412.471</b>	<b>0,5%</b>	<b>7.451.811</b>	<b>7.313.528</b>	<b>1,9%</b>
Residencial	7.001.288	6.858.422	2,1%	6.957.936	0,6%	7.001.288	6.858.422	2,1%
Industrial	25.318	25.968	-2,5%	25.390	-0,3%	25.318	25.968	-2,5%
Comercial	404.716	408.622	-1,0%	408.805	-1,0%	404.716	408.622	-1,0%
Rural	571	566	0,9%	562	1,6%	571	566	0,9%
Setor Público	19.918	19.950	-0,2%	19.778	0,7%	19.918	19.950	-0,2%
<b>Clientes Livres</b>	<b>2.239</b>	<b>1.572</b>	<b>42,4%</b>	<b>2.064</b>	<b>8,5%</b>	<b>2.239</b>	<b>1.572</b>	<b>42,4%</b>
Industrial	560	465	20,4%	527	6,3%	560	465	20,4%
Comercial	1.624	1.058	53,5%	1.484	9,4%	1.624	1.058	53,5%
Setor Público	48	42	14,3%	46	4,3%	48	42	14,3%
Cias Energéticas	7	7	0,0%	7	0,0%	7	7	0,0%
<b>Total - Número de Consumidores (faturados)</b>	<b>7.454.050</b>	<b>7.315.100</b>	<b>1,9%</b>	<b>7.414.535</b>	<b>0,5%</b>	<b>7.454.050</b>	<b>7.315.100</b>	<b>1,9%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

A Companhia encerrou o 4T20 com um aumento de 1,9% no número de unidades consumidoras faturadas em relação ao registrado no 4T19, decorrente do cadastro proativo de clientes da classe baixa renda no período, além do crescimento da quantidade de clientes livres das classes de consumo industrial e comercial, de 20,4% e 53,5%, respectivamente, em função da migração do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre ("ACL").

### Venda de Energia na Área de Concessão<sup>1</sup>

A venda de energia na área de concessão da Enel Distribuição São Paulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 4T20 em 10.565 GWh, redução de 3,3% em relação ao 4T19. Em 2020, o mercado total teve retração de 7,0% em relação a 2019, totalizando 40.277 GWh.

#### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. %
Mercado Cativo	7.602	8.093	-6,1%	7.234	5,1%	29.571	32.289	-8,4%
Clientes Livres	2.964	2.827	4,8%	2.557	15,9%	10.706	10.997	-2,6%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>10.565</b>	<b>10.920</b>	<b>-3,3%</b>	<b>9.790</b>	<b>7,9%</b>	<b>40.277</b>	<b>43.286</b>	<b>-7,0%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

### Mercado Cativo

O mercado cativo somou 7.602 GWh no 4T20, o que correspondeu a uma redução de 6,1% comparado ao 4T19. Essa variação explica-se, sobretudo, pelos impactos decorrentes da pandemia do Covid-19, incluindo medidas de restrição de atividade vigentes na área de concessão da Enel São Paulo, resultando em significativa redução de consumo, principalmente, nas classes comercial e industrial. Contribuíram também os efeitos da migração de clientes do Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") para o ACL.

Em 2020, o mercado cativo totalizou 29.571 GWh, uma redução de 8,4% ante 2019, sobretudo, devido aos efeitos já mencionados da atual pandemia e medidas de restrição relacionadas, fortemente presentes no segundo trimestre de 2020. Adicionalmente, também contribuiu para a redução, a migração de clientes ao ACL.

#### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. %
Residencial	4.330	4.076	6,2%	4.296	0,8%	16.618	16.330	1,8%
Industrial	633	731	-13,4%	578	9,5%	2.321	2.894	-19,8%
Comercial	2.153	2.657	-19,0%	1.847	16,5%	8.505	10.584	-19,6%
Rural	8	8	3,2%	8	4,2%	32	32	0,2%
Setor Público	477	619	-22,9%	505	-5,4%	2.094	2.448	-14,4%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>7.602</b>	<b>8.092</b>	<b>-6,1%</b>	<b>7.234</b>	<b>5,1%</b>	<b>29.571</b>	<b>32.289</b>	<b>-8,4%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

<sup>1</sup> Não Inclui Consumo Próprio

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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. %
Residencial	622	594	4,8%	641	-2,9%	2.374	2.381	-0,3%
Industrial	24.937	28.138	-11,4%	23.285	7,1%	91.688	111.445	-17,7%
Comercial	5.266	6.501	-19,0%	4.725	11,4%	21.015	25.902	-18,9%
Rural	14.697	14.397	2,1%	14.330	2,6%	56.153	56.537	-0,7%
Setor Público	24.124	31.052	-22,3%	26.722	-9,7%	105.150	122.707	-14,3%
<b>Total - Venda per Capita no Mercado Cativo</b>	<b>1.020</b>	<b>1.106</b>	<b>-7,8%</b>	<b>976</b>	<b>4,5%</b>	<b>3.968</b>	<b>4.415</b>	<b>-10,1%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

## Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.964 GWh no 4T20, um aumento de 4,8% quando comparado ao 4T19, reflexo, principalmente, do efeito líquido da migração de clientes. No 4T20, entre migrações ao ACL, retornos ao ACR e novos clientes, foram adicionadas 149 unidades.

Em 2020, o mercado livre somou 10.706 GWh, uma redução de 2,6% em relação ao 2019.

## TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. %
Industrial	1.420	1.353	5,0%	1.252	13,4%	5.020	5.261	-4,6%
Comercial	1.152	1.072	7,4%	934	23,3%	4.133	4.111	0,5%
Setor Público	392	402	-2,6%	371	5,6%	1.553	1.626	-4,5%
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres</b>	<b>2.964</b>	<b>2.827</b>	<b>4,8%</b>	<b>2.557</b>	<b>15,9%</b>	<b>10.706</b>	<b>10.997</b>	<b>-2,6%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. %
Industrial	2.536	2.910	-12,8%	2.376	6,7%	8.964	11.314	-20,8%
Comercial	709	1.013	-30,0%	629	12,8%	2.545	3.886	-34,5%
Setor Público (3)	7.121	8.204	-13,2%	6.992	1,8%	28.238	33.184	-14,9%
<b>Média - Transporte per Capita para Clientes Livres</b>	<b>1.324</b>	<b>1.798</b>	<b>-26,4%</b>	<b>1.239</b>	<b>6,8%</b>	<b>4.782</b>	<b>6.996</b>	<b>-31,6%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

## Compra de Energia

### FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Itaipu	2.097	2.190	-4,2%	2.092	0,3%	8.318	8.597	-3,2%
Leilão (3)	6.704	6.123	9,5%	6.886	-2,6%	27.460	28.893	-5,0%
Angra 1 e 2	389	405	-4,0%	390	-0,5%	1.551	1.609	-3,6%
Proinfa	-	214	-100,0%	200	-100,0%	773	797	-3,0%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>9.190</b>	<b>8.932</b>	<b>2,9%</b>	<b>9.568</b>	<b>-4,0%</b>	<b>38.102</b>	<b>39.897</b>	<b>-4,5%</b>

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19 | (3) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

## BALANÇO DE ENERGIA (GWh)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
<b>Energia Consumida (GWh)</b>	<b>10.565</b>	<b>10.918</b>	<b>-3,2%</b>	<b>9.790</b>	<b>7,9%</b>	<b>40.277</b>	<b>43.286</b>	<b>-7,0%</b>
Residencial	4.330	4.076	6,2%	3.942	9,9%	16.618	16.330	1,8%
Industrial	633	731	-13,4%	486	30,3%	2.321	2.894	-19,8%
Comercial	2.153	2.657	-19,0%	1.925	11,8%	8.505	10.584	-19,6%
Rural	8	8	3,2%	8	4,2%	32	32	0,2%
Setor público	477	619	-22,9%	505	-5,4%	2.094	2.448	-14,4%
Clientes Livres	2.964	2.827	4,8%	2.557	15,9%	10.706	10.997	-2,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (GWh)	1.250	1.168	7,0%	1.232	1,4%	4.804	4.600	4,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (%)	10,5%	9,7%	0,8 p.p.	10,96%	-0,5 p.p.	10,64%	9,6%	1 p.p.

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

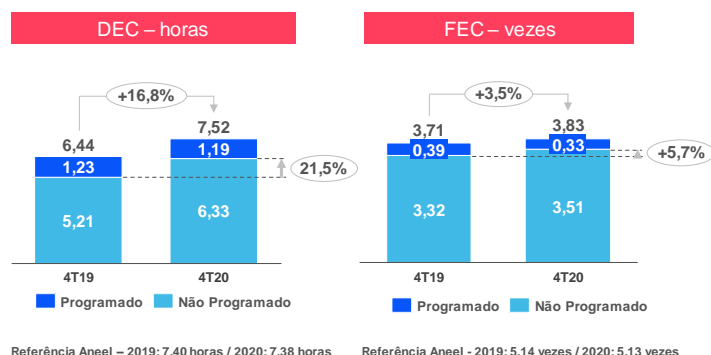
## Indicadores Operacionais

### INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
DEC - horas (12 meses)	7,52	6,44	16,8%	6,42	17,1%	7,52	6,44	16,8%
FEC - vezes (12 meses)	3,83	3,71	3,2%	3,38	13,3%	3,83	3,71	3,2%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	10,64%	9,62%	1 p.p.	10,15%	0,5 p.p.	10,6%	9,62%	1 p.p.
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	98,68%	100,63%	-2 p.p.	94,58%	4,1 p.p.	98,68%	100,6%	-2 p.p.
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	392	440	-10,9%	294	33,3%	1.494	1.816	-17,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	276	311	-11,1%	227	21,8%	276	307	-9,9%
PMSO (3) / Consumidor	-12,4	48,0	-125,8%	53,1	-123,3%	135,7	192,7	-29,6%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	26.962	23.835	13,1%	26.659	1,1%	26.962	23.835	13,1%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19 | (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

## Qualidade do Fornecimento



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

No 4T20, as condições climáticas desfavoráveis marcadas por fortes ventos e maiores quantidades de raios, bem como a redução do contingente operacional decorrente da pandemia do Covid-19 impactaram os

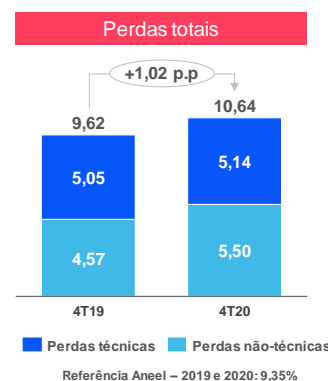
indicadores de continuidade. Como ação de contorno, a Companhia tem realizado investimentos em tecnologia de rede focados em automação, como o aumento de religadores telecomandados e automatizados para o restabelecimento de energia, em intensificação das ações de manutenção da rede e podas de árvore, além do desenvolvimento de equipes multitarefas.

## Disciplina de Mercado (Perdas)<sup>2</sup>

As perdas totais apuradas os últimos 12 meses foram de 10,64%<sup>3</sup>, sendo divididas entre perdas técnicas (5,16%) e não técnicas (5,48%). Em comparação ao 4T19, as perdas totais apresentaram aumento de 1,02 p.p., decorrente do aumento na agressividade de perdas ocasionada pelo COVID19.

A Companhia tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com o programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na atual legislação.

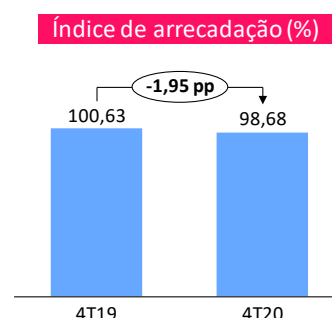
No 4T20, as iniciativas de combate as perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 117,4 milhões no resultado da Companhia, e no ano de 2020, contribuíram com aproximadamente R\$ 341,8 milhões. Podemos destacar os seguintes programas: (i) Inspeções de Fraude, cujo objetivo é identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição (356,3 mil inspeções realizadas em 2020); (ii) Programa de Recuperação de Instalações Cortadas para 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), que visa à transformação de consumidores clandestinos em clientes regulares e; (iv) Redução de Perdas Administrativas, para identificar oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento.



## Arrecadação

O índice de arrecadação da companhia atingiu 98,68% em 2020 contra 103,9% do mesmo período do ano anterior, redução de 1,95 p.p., decorrente dos efeitos percebidos pela pandemia do COVID-19, incluindo a deterioração do cenário econômico e restrições de circulação. Vale ressaltar que os cortes de energia no segmento residencial, suspensos por meio da Resolução 878/20, foram retomados a partir de outubro.

De forma a mitigar os efeitos mencionados e melhorar seu índice de arrecadação, a Companhia tem realizado diversas ações para reduzir os níveis de inadimplência, como campanhas em parceria com empresas de crédito, ações de comunicação, envio massivo de SMS e e-mails das faturas em atraso, incentivado a utilização de



<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> A partir do 4T18, a metodologia de apuração de Perdas foi adequada aos padrões do Grupo Enel, retroagindo seu efeito a partir de janeiro de 2018.

meios digitais para pagamento, parcelamento de faturas, além da disponibilização do canal de negociação para equação de valores em aberto.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### Resultado

#### PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	6.971.069	6.351.666	9,8%	5.901.220	18,1%	23.837.506	24.179.802	-1,4%
Deduções à Receita Operacional	(2.341.539)	(2.334.344)	0,3%	(2.039.607)	14,8%	(8.346.973)	(9.475.753)	-11,9%
Receita Operacional Líquida	4.629.530	4.017.322	15,2%	3.861.613	19,9%	15.490.533	14.704.049	5,3%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)	(3.462.581)	(3.514.558)	-1,5%	(3.439.711)	0,7%	(13.465.468)	(12.985.896)	3,7%
<b>EBITDA</b>	<b>1.335.214</b>	<b>796.012</b>	<b>67,7%</b>	<b>598.309</b>	<b>123,2%</b>	<b>2.702.301</b>	<b>2.368.125</b>	<b>14,1%</b>
Margem EBITDA	28,8%	19,8%	45,6%	15,5%	86,1%	17,4%	16,1%	1,3 p.p.
<b>EBIT</b>	<b>1.166.949</b>	<b>502.764</b>	<b>132,1%</b>	<b>421.902</b>	<b>176,6%</b>	<b>2.025.065</b>	<b>1.718.153</b>	<b>17,9%</b>
Margem EBIT	25,2%	12,5%	101,4%	10,9%	130,7%	13,1%	11,7%	1,4 p.p.
Resultado Financeiro	(165.800)	(148.313)	11,8%	(163.891)	1,2%	(615.026)	(550.367)	11,7%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(276.288)	(123.445)	123,8%	(98.650)	180,1%	(429.223)	(390.719)	9,9%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>724.861</b>	<b>231.006</b>	<b>213,8%</b>	<b>159.361</b>	<b>354,9%</b>	<b>980.816</b>	<b>777.067</b>	<b>26,2%</b>
Margem Líquida	15,7%	5,8%	172,3%	4,1%	279,4%	6,3%	5,3%	19,8%
Margem Líquida ex-Receita de Construção	16,4%	6,0%	172,0%	4,4%	269,7%	6,7%	5,6%	21,3%
<b>Lucro por Ação (R\$/ação)</b>	<b>3,67</b>	<b>1,17</b>	<b>213,8%</b>	<b>0,81</b>	<b>3,55</b>	<b>4,97</b>	<b>3,94</b>	<b>26,2%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019 | (3) Não considera custo de construção, depreciação e amortização

### Receita Operacional Bruta

#### RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
<b>Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo</b>	<b>2.548.921</b>	<b>3.028.854</b>	<b>-15,8%</b>	<b>2.175.600</b>	<b>17,2%</b>	<b>9.830.743</b>	<b>11.854.330</b>	<b>-17,1%</b>
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	510.144	433.438	17,7%	424.234	20,3%	1.764.784	1.485.760	18,8%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.500.699	2.432.546	2,8%	2.337.470	n.a	9.175.538	8.770.500	4,6%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(13.057)	(7.161)	82,3%	(24.528)	-46,8%	(53.243)	(45.916)	16,0%
Receita de Construção	202.774	180.669	12,2%	264.009	-23,2%	953.453	730.752	30,5%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	157.613	160.122	-1,6%	176.264	-10,6%	352.086	416.700	-15,5%
<b>Total - Outras Receitas Originadas com Clientes</b>	<b>3.358.173</b>	<b>3.199.614</b>	<b>5,0%</b>	<b>3.177.449</b>	<b>5,7%</b>	<b>12.192.618</b>	<b>11.357.796</b>	<b>7,4%</b>
Subvenção de Recursos da CDE	124.351	100.450	23,8%	123.955	0,3%	487.195	368.415	32,2%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	781.484	(161.086)	n.a	181.370	330,9%	1.103.839	318.285	246,8%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	158.140	183.834	-14,0%	47.786	230,9%	223.111	280.976	-20,6%
<b>Total - Outras Receitas</b>	<b>1.063.975</b>	<b>123.198</b>	<b>763,6%</b>	<b>353.111</b>	<b>201,3%</b>	<b>1.814.145</b>	<b>967.676</b>	<b>87,5%</b>
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>6.971.069</b>	<b>6.351.666</b>	<b>9,8%</b>	<b>5.706.160</b>	<b>22,2%</b>	<b>23.837.506</b>	<b>24.179.802</b>	<b>-1,4%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 7,0 bilhões no 4T20, apresentando um incremento de 9,8% quando comparada ao 4T19. Excluindo o efeito do custo de construção, a receita operacional bruta alcançou R\$ 597,3 milhões no 4T20. Esta variação é explicada, principalmente, por:

- I. (i) maior ativo e passivo financeiro setorial no período, em R\$ 942,6 milhões, devido, principalmente à constituição de ativo regulatório no período; (ii) aumento de R\$ 144,9 milhões na receita pela disponibilidade do sistema – TUSD, incluindo os mercados cativo, decorrente do ganho tarifário com ajuste/revisão no período, e livre, reflexo dos reajuste/revisão tarifária e migração de clientes ao ACL; e (iii) R\$ 23,9 milhões oriundas da subvenção de recursos da CDE, decorrente dos ajustes das previsões de desconto para o próximo ciclo tarifário, além do impacto pela cobertura tarifária aos clientes de baixa renda, relacionado as medidas aplicadas pelo governo em mitigação aos efeitos da pandemia.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela:

- II. (i) redução de R\$ 480,0 milhões em receita de fornecimento de energia elétrica no mercado cativo, principalmente nos segmentos comercial e industrial, reflexos da pandemia do Covid-19.

No acumulado do ano, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 23,8 bilhões, apresentando uma redução de 1,4% quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Excluindo o efeito do custo de construção, a receita operacional bruta alcançou R\$ 565 milhões. Os principais fatores que explicam essa variação são:

- I. redução de (i) R\$ 2 bilhões devido à menor receita de fornecimento de energia elétrica no mercado cativo, principalmente nos segmentos industrial e comercial; parcialmente compensados pelo:
- II. aumento de (i) R\$ 785,6 milhões em ativo financeiro setorial, líquido, em função da constituição de ativo regulatório no ano de 2020; (ii) R\$ 684,1 milhões na receita pela disponibilidade do sistema –



TUSD, incluindo os mercados cativo, em linha com a variação trimestral; e (iii) impacto positivo de R\$ 118,8 milhões em subvenção de recursos da CDE, como acima mencionado.

## Deduções da Receita

### DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
ICMS	(1.061.044)	(1.097.276)	-3,3%	(993.585)	6,8%	(3.935.754)	(4.133.537)	-4,8%
PIS	(88.177)	(99.660)	-11,5%	(62.894)	40,2%	(308.015)	(378.332)	-18,6%
COFINS	(406.175)	(459.331)	-11,6%	(289.862)	40,1%	(1.419.198)	(1.744.069)	-18,6%
ISS	(36)	(44)	-18,2%	(41)	-12,2%	(168)	(188)	-10,6%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(1.555.432)</b>	<b>(1.656.311)</b>	<b>-6,1%</b>	<b>(1.346.382)</b>	<b>15,5%</b>	<b>(5.663.135)</b>	<b>(6.256.126)</b>	<b>-9,5%</b>
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(42.395)	(36.083)	17,5%	(35.332)	20,0%	(142.237)	(135.725)	4,8%
Encargo Setorial CDE (3)	(559.897)	(425.000)	31,7%	(559.893)	0,0%	(2.239.565)	(2.514.721)	-10,9%
TFSEE (4)	(4.977)	(4.738)	5,0%	(4.976)	0,0%	(19.429)	(16.342)	18,9%
Encargos do consumidor - PROINFA	(21.154)	(25.957)	-18,5%	(17.584)	20,3%	(88.906)	(95.177)	-6,6%
Encargos do consumidor - CCRBT (5)	(157.684)	(186.255)	-15,3%	(138)	114163,8%	(193.701)	(457.662)	-57,7%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(786.107)</b>	<b>(678.033)</b>	<b>15,9%</b>	<b>(617.923)</b>	<b>15,5%</b>	<b>(2.683.838)</b>	<b>(3.219.627)</b>	<b>-16,6%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(2.341.539)</b>	<b>(2.334.344)</b>	<b>0,3%</b>	<b>(1.964.305)</b>	<b>19,2%</b>	<b>(8.346.973)</b>	<b>(9.475.753)</b>	<b>-11,9%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

(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\$ 2,3 bilhões no 4T20, em linha com o mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) menor recolhimento de ICMS, PIS/COFINS e ISS, no valor total de R\$ 100,9 milhões, em linha com o menor receita de fornecimento de energia; (ii) redução na linha de bandeira tarifária – CCRBT – como resultado da hidrologia do período e decisão de manutenção da bandeira verde até o final de novembro de 2020 e; (iii) redução em encargos do consumidor – PROINFA. Esses efeitos foram parcialmente compensados por um aumento em encargos da Conta de Desenvolvimento Energético – “CDE” na ordem de 31,7%, em função do ajuste no valor das quotas de arrecadação estabelecidas pelo regulador.

No acumulado do ano, as deduções totalizaram R\$ 8,3 bilhões, uma redução de R\$ 1,1 bilhão, ou 11,9%, em relação ao mesmo período de 2019, sendo explicada principalmente por: (i) redução de R\$ 275,2 milhões na rubrica de encargo CDE, decorrente do fim da obrigação de pagamento das quotas da CDE – Conta ACR, em agosto de 2019, conforme Resolução Homologatória nº 2.521/2019; (ii) redução de R\$ 593 milhões no total de tributos, em linha com o menor faturamento do período; e (iii) redução na linha de bandeira tarifária – CCRBT na ordem de R\$ 264 milhões, conforme explicado anteriormente.

## Custos e Despesas operacionais

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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
<b>Parcela A</b>								
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(2.496.204)	(2.204.333)	13,2%	(1.977.192)	26,2%	(8.441.778)	(8.233.631)	2,5%
Encargos do Serviços dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(701.663)	(417.676)	68,0%	(567.876)	23,6%	(1.990.586)	(1.672.827)	19,0%
<b>Total - Não Gerenciáveis</b>	<b>(3.197.867)</b>	<b>(2.622.009)</b>	<b>22,0%</b>	<b>(2.545.068)</b>	<b>25,6%</b>	<b>(10.432.364)</b>	<b>(9.906.458)</b>	<b>5,3%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>								
Pessoal	(166.652)	(174.868)	-4,7%	(168.195)	-0,9%	(688.811)	(739.814)	-6,9%
Previdência Privada	467.363	(7.489)	-6340,7%	(7.817)	-6078,8%	445.749	(26.502)	-1781,9%
Serviços de Terceiros	(146.220)	(129.865)	12,6%	(153.013)	-4,4%	(607.880)	(509.266)	19,4%
Material	(14.290)	(14.169)	0,9%	(16.493)	-13,4%	(84.759)	(58.722)	44,3%
Depreciação e Amortização	(168.265)	(293.248)	-42,6%	(176.407)	-4,6%	(677.236)	(649.972)	-74,1%
PECLD (3)	25.452	(47.047)	-154,1%	(90.864)	-128,0%	(309.518)	(231.437)	-33,7%
Custo de Construção	(202.774)	(180.669)	12,2%	(264.009)	-23,2%	(953.453)	(730.752)	-72,3%
Provisão para processos judiciais e outros	(11.520)	(21.742)	-47,0%	(21.801)	-47,2%	(81.506)	(57.745)	41,1%
Outras Despesas Operacionais	(47.808)	(23.452)	103,9%	3.956	-1308,5%	(75.690)	(75.228)	0,6%
<b>Total - Despesas Operacionais (4)</b>	<b>106.325</b>	<b>(418.632)</b>	<b>-125,4%</b>	<b>(454.227)</b>	<b>-123,4%</b>	<b>(1.402.415)</b>	<b>(1.698.714)</b>	<b>-17,4%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (4)</b>	<b>(3.091.542)</b>	<b>(3.040.641)</b>	<b>1,7%</b>	<b>(2.999.295)</b>	<b>3,1%</b>	<b>(11.834.779)</b>	<b>(11.605.172)</b>	<b>2,0%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019 | (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\$ 3,1 bilhões no 4T20, um aumento de R\$ 50,9 milhões em comparação com o 4T19. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis (Parcela A), de R\$ 575,9 milhões:

Os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 3,2 bilhões no 4T20, um aumento de 22% em comparação ao 4T19 (R\$ 2,6 bilhões). As principais variações devem-se, sobretudo, aos seguintes fatores:

- Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda, incluindo PROINFA: aumento de 13,2% ou R\$ 291,9 milhões no 4T20, em comparação ao 4T19, decorrente, principalmente, (i) de maior custo com compra de energia (CCEE, CCEAR, Cotas); (ii) maior risco hidrológico no período; e (iii) maior custo com compra de energia de Itaipu, em R\$133,6 milhões, decorrente da desvalorização cambial.



- Custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição: aumento de 68% ou R\$ 284 milhões, em comparação ao 4T19, decorrente, principalmente, de (i) maiores custos encargos com uso da rede básica, no valor de R\$ 88,9 milhões, em função, sobretudo, do reajuste anual das transmissoras e com Encargos do Serviço do Sistema, no valor de R\$ 204,6 milhões, principalmente pelo maior Encargo de Energia de Reserva (EER); (ii) aumento no custo de transporte de energia Furnas/Itaipu, no valor de R\$10,5 milhões.

Redução no grupo de despesas operacionais (custos gerenciáveis), de R\$ 525 milhões no 4T20 em comparação ao 4T19, excluindo custo de construção e depreciação e amortização. Esse aumento deve-se, principalmente a:

- Reversão de R\$ 467,4 milhões relacionada à linha de previdência privada, decorrente da migração do plano de pensão;
- Reversão de R\$ 25,5 milhões relacionada à Provisão Esperada de Crédito de Liquidação Duvidosa ("PECLD"), sobretudo reflexo de ajustes de metodologia de cálculo da taxa de recuperação, com vistas à padronização com os critérios de contabilização adotados pelo Grupo Enel;
- Redução de despesas com pessoal em um montante de R\$ 8,2 milhões, em função de ganhos de eficiência e digitalização de processos, além de menores custos em decorrência do regime de teletrabalho, adotado em consequência da pandemia do Covid-19;
- Impacto positivo de R\$ 10,2 milhões na rubrica de provisão para processos judiciais, devido, principalmente à reversão de provisões com processos antigos de causa ganha.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- Maior custo com material e serviços de terceiros, em R\$ 16,5 milhões, em decorrência, principalmente de melhorias e atualizações tecnológicas da área comercial e em manutenção da rede de distribuição, visando à melhoria na qualidade do fornecimento e do atendimento;
- Aumento de R\$ 24,4 milhões na rubrica outras despesas operacionais, em função de maiores despesas com arrendamento e aluguéis, no montante de R\$ 11,3 milhões, além de, no 4T19, ter sido registrado receita com alienação imobiliária no valor de R\$ 18 milhões.

No acumulado do ano os custos do serviço e despesas operacionais, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 11,8 bilhões, um aumento de R\$ 229,6 milhões em comparação com 2019. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Aumento dos custos não-gerenciáveis em 5,3% ou R\$ 525,9 milhões superior ao valor registrado em 2019. As principais variações são demonstradas a seguir:

- Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda: aumento de 2,5% ou R\$ 208,1 milhões em 2020, em comparação a 2019, decorrente, principalmente, (i) do maior custo com compra de energia de Itaipu, em R\$ 731,7 milhões, decorrente da desvalorização cambial; e (ii) maior risco hidrológico registrado no período. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo (i) menor custo de compra de energia (CCEE, CCEAR, Cotas); e (ii) menor custo de PROINFA.
- Custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição: aumento de 2,7% ou R\$ 317,8 milhões, em comparação a 2019, decorrente, principalmente, de (i) maiores custos encargos com uso da rede básica, no valor de R\$ 171,9 milhões e com Encargos do Serviço do Sistema (incluindo ajustes referentes ao alívio retroativo), no valor de R\$ 131 milhões e; (ii) aumento no custo de transporte de energia Furnas/Itaipu, no valor de R\$ 24,1 milhões.

Redução das despesas operacionais (custos gerenciáveis) em R\$ 269,3 milhões, excluindo custo de construção e depreciação e amortização. Esse resultado é reflexo, principalmente dos efeitos a seguir:

- Redução de R\$ 472,3 milhões na linha de previdência privada, em linha com a reversão registrada no 4T20;

- Menores custos com pessoal no valor de R\$ 51 milhões, resultado, sobretudo, de maior eficiência nas estruturas de apoio e digitalização de processos e do efeito positivo obtido com o programa de saída voluntária ("PSV") concluído em 2019.

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Maior custo com materiais e serviços de terceiros, em R\$ 124,7 milhões, em decorrência, principalmente, (i) do aumento no volume de serviços frente as fortes chuvas registradas no 1T20; (ii) do contrato de compartilhamento de infraestrutura e recursos humanos, conforme despacho Aneel nº 560/2020; (iii) realização de melhorias e atualizações tecnológicas, principalmente em processos comerciais; (iv) maior execução nas atividades de manutenção da rede de distribuição e; (v) da aquisição equipamentos de proteção individual no contexto de prevenção ao COVID-19.
- Aumento de despesas com PECLD, no valor de R\$ 78,1 milhões, sobretudo em decorrência da pandemia do COVID-19, levando a deterioração econômica no ano, além da suspensão dos cortes de energia por inadimplência (Resolução Normativa nº 878/20, da ANEEL), medida eficaz de combate a inadimplência. Mesmo após fim da validade da REN 878/20, os cortes seguiram suspensos no período, por decisão do PROCON;
- Aumento de R\$ 23,8 milhões na rubrica de provisão para processos judiciais, devido principalmente à reversão de provisões ocorrida no 3T19 com processos antigos de causa ganha.

## 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)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
<b>Lucro Líquido do Período</b>	<b>724.861</b>	<b>231.006</b>	<b>213,8%</b>	<b>159.361</b>	<b>354,9%</b>	<b>980.816</b>	<b>777.067</b>	<b>26,2%</b>
(+) Tributos sobre o Lucro (NE 27)	276.288	123.445	123,8%	98.650	180,1%	429.223	390.719	9,9%
(+) Resultado Financeiro (NE 26)	165.800	148.313	11,8%	163.891	1,2%	615.026	550.367	11,7%
<b>(=) EBIT</b>	<b>1.166.949</b>	<b>502.764</b>	<b>132,1%</b>	<b>421.902</b>	<b>176,6%</b>	<b>2.025.065</b>	<b>1.718.153</b>	<b>17,9%</b>
(+) Depreciações e Amortizações	168.265	293.248	-42,6%	176.407	-4,6%	677.236	649.972	4,2%
<b>(=) EBITDA</b>	<b>1.335.214</b>	<b>796.012</b>	<b>67,7%</b>	<b>598.309</b>	<b>123,2%</b>	<b>2.702.301</b>	<b>2.368.125</b>	<b>14,1%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

## Resultado Financeiro

### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
<b>Receitas Financeiras</b>								
Renda de Aplicações Financeiras	6.378	7.231	-11,8%	4.250	50,1%	25.057	41.478	-39,6%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	59.942	20.575	191,3%	34.224	75,1%	141.830	81.717	73,6%
Atualização de Créditos Tributários	92	410	-77,6%	624	-85,3%	1.194	23.164	-94,8%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	4.818	8.423	-42,8%	4.573	5,4%	23.278	33.222	-29,9%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	(1.397)	20.455	-106,8%	590	-336,8%	21.347	109.616	-80,5%
Atualização Monetária Swap - Debêntures	75.853	9.231	721,7%	11.371	567,1%	91.465	9.231	890,8%
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	555	418	32,8%	55	909,1%	5.173	3.028	70,8%
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	5.268	234	2151,3%	2.183	141,3%	13.656	20.827	-34,4%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(3.724)	(1.919)	94,1%	(2.078)	79,2%	(9.938)	(9.659)	2,9%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>148.542</b>	<b>66.004</b>	<b>125,0%</b>	<b>56.595</b>	<b>162,5%</b>	<b>316.334</b>	<b>316.706</b>	<b>-0,1%</b>
<b>Despesas Financeiras</b>								
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(31.910)	(67.192)	-52,5%	(33.345)	-4,3%	(148.587)	(311.457)	-52,3%
Variações monetárias/Ajustes ao valor de mercado - Debêntures	(105.292)	-	n.a	(9.612)	n.a	(119.260)	-	n.a
Subvenções governamentais	(759)	(947)	-19,9%	(802)	-5,4%	(3.273)	(4.083)	-19,8%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(4.645)	(5.869)	-20,9%	(5.502)	-15,6%	(20.771)	(23.693)	-12,3%
Juros Swap - Debêntures e Empréstimos Moeda Estrangeira	5.867	(9.139)	-164,2%	(9.557)	-161,4%	(8.996)	(9.139)	-1,6%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(3.314)	(11.126)	-70,2%	(5.301)	-37,5%	(15.368)	7.899	-294,6%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	562	1.324	-57,6%	716	-21,5%	3.153	6.986	-54,9%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(7.466)	(9.247)	-19,3%	(8.139)	-8,3%	(31.470)	(43.951)	-28,4%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(19.307)	(12.208)	58,2%	(26.885)	-28,2%	(64.657)	(71.096)	-9,1%
Obrigação consumidores - Resoluções 250/2007 e 368/2009	-	10	-100,0%	-	n.a	-	19.756	-100,0%
Atualização Acordo Eletrobras	(7.573)	(20.130)	-	(8.030)	-	(45.737)	(99.914)	-
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(121.875)	(81.039)	50,4%	(103.309)	18,0%	(431.793)	(324.151)	33,2%
Comissão de fiança - partes relacionadas	(1.085)	(1.993)	-45,6%	(1.091)	-0,5%	(4.352)	(1.993)	118,4%
Outras Despesas Financeiras	(17.596)	3.426	-613,6%	(10.421)	68,9%	(37.052)	(11.483)	222,7%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(314.393)</b>	<b>(214.130)</b>	<b>46,8%</b>	<b>(221.278)</b>	<b>42,1%</b>	<b>(928.163)</b>	<b>(866.319)</b>	<b>7,1%</b>
<b>Variações Cambiais</b>	<b>51</b>	<b>(187)</b>	<b>-127,3%</b>	<b>792</b>	<b>-93,6%</b>	<b>(3.197)</b>	<b>(754)</b>	<b>324,0%</b>
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(165.800)</b>	<b>(148.313)</b>	<b>11,8%</b>	<b>(163.891)</b>	<b>1,2%</b>	<b>(615.026)</b>	<b>(550.367)</b>	<b>11,7%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

A Companhia registrou no 4T20 uma despesa financeira de R\$ 165,8 milhões, um montante R\$ 17,5 milhões superior ao resultado financeiro negativo de R\$ 148,3 milhões reconhecido no 4T19.

As principais variações observadas nas rubricas de receitas e despesas financeiras foram: (i) efeito negativo da redução de R\$ 21,9 milhões com atualização monetária de ativo e passivo financeiro setorial, relacionado

ao processo anual de reajuste tarifário; (ii) maior custo dos juros (líquidos) do Plano de Pensão, no valor de R\$ 40,8 milhões decorrente, sobretudo, de atualização atuarial levando ao aumento na base de cálculo dos juros, e da forte alta do índice de reajuste utilizado (IGP-DI) acumulado, que atingiu 23,07% ao longo de 2020; (iii) efeito negativo de R\$ 19,7 milhões com obrigação de consumidores referentes às Resoluções 250/07 e 368/09, devido a reversão, em 2019, do saldo de obrigação relacionada à devolução aos consumidores, após decisão legal; e (iv) aumento de R\$ 7,1 milhões com atualizações monetárias de processos judiciais.

Esses efeitos foram compensados pelo(a): (v) redução de R\$ 35,3 milhões em despesa com encargos de dívidas, que incluem empréstimos, debêntures e mútuos, por conta da menor taxa de juros média do período<sup>4</sup>; (vi) menor despesa com atualização do acordo com a Eletrobras, em R\$12,6 milhões; e (vii) aumento em R\$ 39,4 milhões na receita oriunda de atualização monetária sobre contas de energia em atraso.

Em 2020, a Companhia reportou um resultado financeiro negativo de R\$ 615,0 milhões, despesa 11,7% superior ao registrado em 2019.

As principais variações registradas foram: (i) aumento de R\$ 107,6 milhões com custo dos juros líquidos do Plano de Pensão, decorrente do aumento na base de cálculo dos juros, conforme mencionado; (ii) menor atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial, em um montante de R\$ 88,3 milhões; (iii) aumento de R\$ 50,7 milhões em outras despesas financeiras, decorrente, sobretudo da reversão das obrigações de consumidores, conforme mencionado acima, além de maior despesa com revisão de faturas pagas; (iv) menor receita com atualização de créditos tributários, em R\$ 22 milhões e; (v) redução de R\$16,4 milhões em receita oriunda de aplicação financeira, consequência do menor saldo médio de caixa no período e da queda na taxa de juros<sup>5</sup>.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo (vi) efeito positivo da redução de R\$ 162,9 milhões com encargos da dívida (empréstimo, debêntures e mútuos), reflexo da queda na taxa de juros média do período; (vii) aumento de R\$ 60,1 milhões em receita oriunda de atualização monetária sobre contas de energia elétrica em atraso; e (viii) menor despesa com atualização do acordo com a Eletrobras, no montante de R\$ 54,2 milhões.

## Tributos (IR/CSLL)

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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Imposto de Renda e Contribuição Social	9.977	-	n.a	(9.977)	-200,0%	-	22.287	-100,0%
Contribuição Social Diferida	(75.776)	(32.674)	131,9%	(23.472)	222,8%	(113.618)	(109.325)	3,9%
Imposto de Renda Diferido	(210.489)	(90.771)	131,9%	(65.201)	222,8%	(315.605)	(303.681)	3,9%
<b>Total</b>	<b>(276.288)</b>	<b>(123.445)</b>	<b>123,8%</b>	<b>(98.650)</b>	<b>180,1%</b>	<b>(429.223)</b>	<b>(390.719)</b>	<b>9,9%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019

No 4T20, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R\$ 276,3 milhões, um aumento de R\$ 152,8 milhões em relação ao 4T19, explicado pelo maior resultado tributável, parcialmente compensado pelo efeito positivo do pagamento de juros sobre capital próprio, em 2020. Em 2020, as despesas com IR e CSLL totalizaram R\$ 429,2 milhões, valor 9,9% maior em relação a 2019.

## Endividamento

### Indicadores de Endividamento

#### INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	2020	2019	Var. %	3T20	Var. % (1)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	5.452.013	3.838.805	42,0%	4.466.701	22,1%
(-) Disponibilidades	(2.134.751)	(1.285.692)	66,0%	(2.312.946)	-7,7%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.317.262</b>	<b>2.553.114</b>	<b>29,9%</b>	<b>2.153.755</b>	<b>54,0%</b>
<b>EBITDA (1)</b>	<b>2.702.301</b>	<b>2.368.125</b>	<b>14,1%</b>	<b>2.163.100</b>	<b>24,9%</b>
Dívida Bruta/EBITDA	2,02	1,62	24,5%	2,06	-2,3%
Dívida Líquida/EBITDA	1,23	1,08	13,9%	1,00	23,3%
Dívida Bruta/(Dívida Bruta+PL)	0,67	0,49	53,4%	0,59	27,6%
Dívida Líquida/(Dívida Líquida + PL)	0,55	0,39	66,3%	0,41	58,6%

(1) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação + Amortização (12 meses)

A Dívida Bruta<sup>6</sup> da Companhia encerrou o 4T20 em R\$ 5.452 milhões, um aumento de R\$ 1.613 milhões em relação ao 4T19. Essa variação deve-se principalmente às novas captações no montante de R\$ 1.778 milhões,

<sup>4</sup> O valor do CDI médio registrado no 4T20 foi de 0,16%, enquanto o CDI médio no 4T19 foi de 0,41%.

<sup>5</sup> Em 2020, o CDI médio reportado foi de 2,75%, contra 5,96% em 2019.

<sup>6</sup> Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo e saldo líquido do derivativo.

sendo R\$ 860 milhões referentes aos empréstimos na modalidade de 4131 para capital de giro realizados em março e abril de 2020 e R\$ 918 milhões referentes à confissão de dívida junto a Fundação Vivest relativa ao processo de migração para plano de Contribuição Definida realizado em dezembro de 2020, somados às provisões de encargos no período no montante R\$ 145 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados por liquidações de dívidas no valor total de R\$ 398 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 77 milhões.

Em relação às liquidações realizadas em 2020, destacam-se o pagamento da 6ª emissão de nota promissória em 07 de março de 2020 no valor de R\$ 220 milhões, somados aos pagamentos de juros das 23ª e 24ª emissões de debêntures realizados nos meses de março, maio e novembro no montante de R\$ 142 milhões.

As disponibilidades fecharam o 4T20 em R\$ 2.135 milhões, ante R\$ 1.286 milhões no 4T19, um aumento de R\$ 849 milhões devido principalmente ao recebimento dos recursos da Conta-COVID no valor de R\$ 1.389 milhões que compensou parcialmente os efeitos de menor demanda e maiores custos decorrentes da Pandemia do COVID, somados à compensação de impostos realizados no período. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.317 milhões no 4T20, um aumento de R\$ 764 milhões em relação ao saldo de R\$ 2.553 milhões do 4T19.

A Companhia encerrou o 4T20 com o custo médio da dívida no período de 3,44% a.a., ou CDI + 0,65% a.a e prazo médio de pagamento de 2,52 anos.

### Índices Financeiros - Covenants

Conforme descrito nas Notas Explicativas nº 14 e 15 das Demonstrações Contábeis referentes a 2020, 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 2020. Segue abaixo o cálculo do *covenant* financeiro exigido nas debêntures de emissão da companhia (23ª e 24ª emissão).

#### **INDICADORES FINANCEIROS**

	<b>4T20</b>
Empréstimos, Financiamentos, Deb. E Derivativos	5.452.013
Fundo de Pensão	(150.672)
(-) Disponibilidades	(2.134.751)
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.166.590</b>
<b>EBITDA (1) (12 meses)</b>	<b>2.702.301</b>
(+) PDD	309.518
(+) Contingências	81.506
(+) Despesas com Funesp (últimos 12 meses)	(445.749)
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	15.462
<b>EBITDA (12 meses) - Ajustado 24ª Emissão</b>	<b>2.663.038</b>
(-) Impacto arrendamento operacional (CPC06/IFRS 16)	(53.484)
(-) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	(15.462)
<b>EBITDA (12 meses) - Ajustado 23ª Emissão</b>	<b>2.594.092</b>

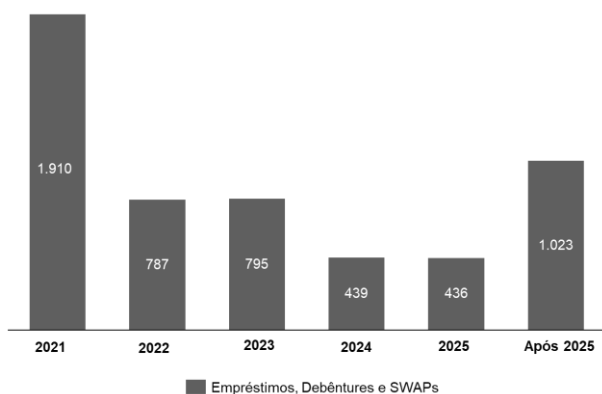
(1) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses)

#### **Covenant Financeiro**

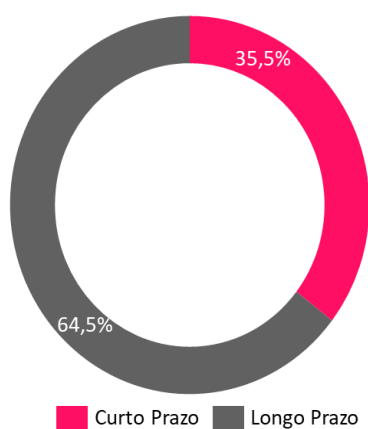
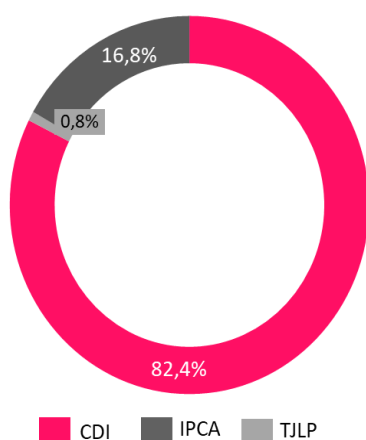
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado - 24ª Debênture	1,19
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	1,22

### **Cronograma de Amortização (R\$ milhões)<sup>7</sup>**

<sup>7</sup> Fluxo composto por amortização de principal e custos a amortizar.



### Abertura da Dívida Bruta – Indexadores<sup>8</sup> Abertura da Dívida – Curto/Longo Prazo



### Rating da Companhia<sup>9</sup>

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

Últimas atualizações: Fitch - set/2020; Moody's- set/2020

### Investimentos

#### INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Manutenção	115.249	117.864	-2,2%	108.377	6,3%	433.084	430.619	0,6%
Crescimento	78.015	81.125	-3,8%	103.347	-24,5%	322.440	311.209	3,6%
Novas Conexões	47.727	15.273	212,5%	45.666	4,5%	175.830	65.450	168,6%
<b>Financiado pela Companhia</b>	<b>240.991</b>	<b>214.262</b>	<b>12,5%</b>	<b>257.390</b>	<b>-6,4%</b>	<b>931.355</b>	<b>807.278</b>	<b>15,4%</b>
Financiado pelo Cliente	5.055	14.408	-64,9%	14.669	-65,5%	30.818	71.047	-56,6%
<b>Total (3)</b>	<b>246.046</b>	<b>228.670</b>	<b>7,6%</b>	<b>272.058</b>	<b>-9,6%</b>	<b>962.173</b>	<b>878.325</b>	<b>9,5%</b>

(1) Variação entre 4T20 e 3T20 | (2) Variação entre 2020 e 2019 | (3) Não considera montante de estoque de materiais

No 4T20, a Companhia investiu R\$ 246 milhões, montante 7,6% superior ao registrado no 4T19, alocados, principalmente, em atividades de manutenção, ou seja, visando à confiabilidade operacional e redução das ocorrências na rede, e crescimento, com reformas de rede para adequar a infraestrutura para maior carga e expansão do sistema. A maior variação, contudo, foi no investimento em novas conexões, em um montante 212,5% superior ao registrado no 4T19, em decorrência da adição de novas ligações e religação de clientes

<sup>8</sup> Inclui empréstimos financeiros, debêntures e Swap. Não considera arrendamentos financeiros.

<sup>9</sup> Quadro considera ratings válidos em 31 de Dezembro de 2020.

pré-existent. Do total investido, R\$ 241 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 5,1 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

No acumulado do ano, a Companhia investiu R\$ 962,2 milhões, montante 9,5% superior ao investido em 2019, refletindo os esforços observados na visão trimestral.

## 5 OUTROS TEMAS

### Reajuste Tarifário Anual 2020

Em 30 de junho de 2020, a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2020 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2020. Foi aprovado Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +15,60% composto por: (i) reajuste econômico de +15,27%, sendo +13,18% de Parcela A e +2,09% de Parcela B; e (ii) componente financeiro de +0,33%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +4,23%, conforme detalhado na tabela ao lado:

O efeito líquido da aplicação destes componentes à Parcela B representará um acréscimo de 1,30% além do IGP-M anual, de 6,66%, no período de 12 meses findos em junho de 2020.

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	6,00%
Baixa Tensão	3,58%
Efeito Médio	4,23%

O reajuste tarifário médio de +4,23% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado na tabela ao lado.

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	2,11%
	Energia Comprada	6,77%
	Encargos de Transmissão	4,30%
	<b>Parcela A</b>	<b>13,18%</b>
<b>Parcela B</b>		<b>2,09%</b>
<b>Reajuste Econômico</b>		<b>15,27%</b>
CVA Total		6,27%
Conta COVID		-8,70%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		2,76%
<b>Reajuste Financeiro</b>		<b>0,33%</b>
<b>Reajuste Total</b>		<b>15,60%</b>
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-11,38%
<b>Efeito para o Consumidor</b>		<b>4,23%</b>

### 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\$ 13,43/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 41,69/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 62,43/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. Dessa maneira, de junho a dezembro, não existiu definição de PLD gatilho pela CCEE para as bandeiras tarifárias.

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.

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 1	Amarela	Vermelha 1	Amarela
PLD gatilho - R\$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83	114,92	42,35	175,44	224,19	200,18	233,59	292,87	225,92
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												
2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Amarela	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Vermelha 2
PLD gatilho - R\$/MWh	291,00	185,56	57,23	39,68	39,68							
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

## COVID-19 – Contexto e Impactos da Pandemia

No contexto de prevenção a pandemia declarada no dia 11 de março de 2020 pela Organização Mundial da Saúde – OMS – referente ao novo-coronavírus (COVID-19), a ANEEL estabeleceu, no dia 24 de março, conjunto de medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, anunciadas por meio da Resolução Normativa (REN) 878.

Entre as principais medidas anunciadas, ficou estabelecida, pelo prazo de 90 dias a partir de 25 de março de 2020, a suspensão do fornecimento de energia aos consumidores residenciais, além dos serviços essenciais já previstos em lei, além da suspensão, pelo mesmo prazo, das compensações relacionadas aos indicadores de continuidade no fornecimento (DIC/FIC/DMIC/DICRI). A vigência das medidas estabelecidas pela REN 878 foram prorrogadas até o dia 31 de julho.

Adicionalmente a essas medidas, como forma de mitigar eventuais impactos do COVID-19, em 08 de abril de 2020, o governo federal publicou Medida Provisória (MP 950) concedendo isenção no período de 01 de abril a 30 de junho, aos consumidores da categoria Baixa Renda, cujo consumo é inferior a 220 KWh/mês, a vigência dessa isenção foi, posteriormente, estendida. Como contrapartida, ficou estabelecido o ressarcimento às companhias de distribuição através da utilização de recursos da CDE para a cobertura do desconto tarifário concedido.

Ainda em 08 de abril, a ANEEL publicou despacho 986, autorizando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a repassar aos agentes do setor os recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos, totalizando R\$ 2 bilhões, com o objetivo de reforçar a liquidez do setor em meio a pandemia. O despacho autorizou a CCEE a efetuar novos repasses ao longo do ano.

Com o objetivo de minimizar os impactos da pandemia e proporcionar liquidez às distribuidoras, e o setor, foi estabelecida por meio do Decreto 10.350 a Conta-COVID, posteriormente regulamentada pela ANEEL na Resolução Normativa 885/20, em 23 de junho. A Conta-COVID prevê auxílio às distribuidoras por meio da antecipação de recursos setoriais, cuja gestão de repasses é responsabilidade da CCEE, centralizando a contratação de recursos junto as instituições financeiras e repasses às distribuidoras dos montantes homologados pela ANEEL.

A Conta permite o adiantamento de recursos financeiros para cobrir déficits tarifários ou antecipar receitas (total ou parcialmente), compensando os efeitos financeiros da pandemia, ao cobrir os seguintes itens:

- Efeitos financeiros da sobrecontratação;
- Saldo em constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA;
- Neutralidade dos encargos setoriais;



- Saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados;
- Postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data; e
- Antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”, conforme o disposto em regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.

A equalização desse fluxo será diluída em um prazo total de 60 meses, a partir de 2021. O fluxo utiliza recursos arrecadados através por meio de encargo setorial.

Em 03 de julho de 2020, a Companhia declarou os recursos financeiros requeridos da CONTA-COVID, no valor total de R\$ 1.389,2 milhões. Os recursos foram recebidos em parcela única em 31 de julho de 2020, e foram contabilizados contra os saldos de ativos e passivos setoriais. Tal encargo será arrecadado pelas distribuidoras e repassado à CCEE, que por sua vez, deverá amortizar o empréstimo contraído junto ao sindicato de bancos credores do empréstimo setorial.

### **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.

### **Migração do Plano de Pensão**

Em 2 de maio de 2019 (com vigência a partir de 1ª de junho de 2019) foi aprovado o fechamento do plano de Benefício Definido e Contribuição Variável (PSAP) para entrada de novos participantes, porém os que já eram participantes continuaram com as mesmas condições anteriores. Em contrapartida, foi aprovado junto ao órgão regulador (PREVIC), a abertura de novo plano de Contribuição Definida para adesão dos novos colaboradores – Plano CD I.

Em 13 de abril de 2020 (com vigência a partir de maio de 2020) foi aprovada a alteração regulamentar do Plano PSAP para o encerramento (saldamento) das contribuições previdenciárias de participantes e de patrocinadora, o que resultou no cálculo proporcional do benefício programado dos participantes ativos não elegíveis até a data-base do saldamento, com a cessação das contribuições normais correspondentes. Foram mantidas as contribuições destinadas à taxa de administração e amortização de eventual déficit. Assim, com o novo saldamento do plano, o custo de serviço futuro deixa de existir em virtude do encerramento integral das contribuições previdenciárias.

Adicionalmente, foi aprovado junto ao órgão regulador (PREVIC), processo de migração voluntária para um novo plano de Contribuição Definida – Plano CD II, exclusivo para adesão dos colaboradores que já efetuavam contribuições no plano PSAP. A migração consiste na transferência de participantes e assistidos de um plano de benefícios para outro, bem como na mutação de uma reserva matemática coletiva para uma reserva individual, com opções de renda programada em vez de renda vitalícia, eliminando-se, assim, riscos atuariais futuros.

Em 31 de dezembro de 2020 foi concluído o processo de migração voluntária do plano PSAP para o plano CD II, com a migração de 5.781 participantes, que resultou em uma redução do passivo atuarial de R\$ 1,3 bilhões. O detalhamento da migração do plano de pensão é feito na NE 16.