

Comentários de Desempenho

3T20 / 9M20

Enel Distribuição São Paulo

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

03 de novembro de 2020

Relações com Investidores

Raffaele Enrico Grandi

Diretor de Relações com Investidores

Daniel Spencer Pioner

Responsável por Relações com Investidores

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

São Paulo, 03 de novembro de 2020 – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (“ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO”), distribuidora de energia elétrica que atende 24 municípios paulistas (18 milhões de habitantes) divulga seus resultados do terceiro trimestre de 2020 (“3T20”), e dos nove primeiros meses de 2020 (“9M20”). 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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	9.790	10.309	-5,0%	9.251	5,8%	29.712	32.368	-8,2%
Receita Bruta (R\$ mil)	5.901.220	6.403.186	-7,8%	5.156.210	14,4%	16.866.437	17.828.136	-5,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	3.861.613	3.865.986	-0,1%	3.336.280	15,7%	10.861.003	10.686.727	1,6%
EBITDA (R\$ mil)	598.309	659.107	-9,2%	236.159	153,4%	1.367.087	1.572.113	-13,0%
Margem EBITDA (%)	15,5%	17,0%	-1,6 p.p.	7,1%	8,4 p.p.	12,6%	14,7%	-2,1 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	16,6%	18,0%	-1,3 p.p.	7,7%	8,9 p.p.	13,5%	15,5%	-2 p.p.
EBIT (R\$ mil)	421.902	620.631	-32,0%	70.600	497,6%	858.116	1.215.389	-29,4%
Margem EBIT (%)	10,9%	16,1%	-5,1 p.p.	2,1%	8,8 p.p.	7,9%	11,4%	-3,5 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	159.361	345.697	-53,9%	(58.637)	-371,8%	255.955	546.061	-53,1%
Margem Líquida (%)	4,1%	8,9%	-4,8 p.p.	-1,8%	-334,8%	2,4%	5,1%	-2,8 p.p.
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	4,4%	9,4%	-5 p.p.	-1,9%	-330,5%	2,5%	5,4%	-2,9 p.p.
CAPEX (R\$ mil)	272.058	230.460	18,1%	242.752	12,1%	716.127	649.655	10,2%
DEC - horas (12 meses)	7,04	7,04	0,0%	6,42	9,7%	7,04	7,04	0,0%
FEC - vezes (12 meses)	3,66	4,08	-10,3%	3,38	8,3%	3,66	4,08	-10,3%
Índice de Arrecadação (YTD)	96,99%	103,90%	-9,3 p.p.	94,58%	-2,4 p.p.	96,99%	103,9%	-6,9 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	10,42%	9,57%	0,9 p.p.	10,15%	-0,3 p.p.	10,42%	9,57%	0,9 p.p.
Nº de Consumidores (3)	7.414.535	7.285.574	1,8%	7.138.714	3,9%	7.414.535	7.285.574	1,8%
Nº de Colaboradores Próprios (4)	5.939	6.669	-8,5%	6.101	-2,7%	5.939	6.669	-10,9%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	367	440	-16,5%	294	24,8%	1.115	1.380	-19,3%
PMSO (5) /Consumidor	46,1	48,0	-4,0%	53,1	-13,2%	148,9	145,5	2,3%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	278	311	-10,5%	227	22,5%	278	311	-10,5%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	26.659	23.450	13,7%	31.450	-15,2%	26.659	23.450	13,7%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19 | (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) estável em comparação ao registrado no 3T19, de 7,04 horas, dentro do limite regulatório global, de 7,38 horas;
- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) 10,3% melhor no 3T20, totalizando 3,66 vezes, em comparação a 4,08 vezes registrado no 3T19, também dentro do limite regulatório global, de 5,13 vezes;

Mercado e Comercial

- Mercado total registrou contração de 5,0% no 3T20, em comparação ao 3T19, com redução do mercado cativo em 5,5%, principalmente em decorrência dos efeitos da atual pandemia.

Regulatório

- Reajuste Tarifário Anual da Companhia, vigente a partir de 4 de julho de 2020, com efeito médio de 4,23%.
- Em 03 de julho de 2020, a Companhia declarou junto a ANEEL os recursos financeiros requeridos por meio Conta-COVID, no valor total de R\$ 1.389,2 milhões, os quais foram recebidos integralmente no 3T20.

Financeiro

- EBITDA de R\$ 598,3 milhões no 3T20, 9,2% inferior em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 659,1 milhões).
- Lucro líquido de R\$ 159,4 milhões no 3T20, ante um lucro líquido de R\$ 345,7 milhões registrado no 3T19.

Área de Concessão

DADOS GERAIS

	3T20	3T19	Var. %
Área de Concessão (Km ²)	4.526	4.526	0,0%
Municípios (Qtde.)	24	24	0,0%
Habitantes (Qtde.) (1)	18.292.233	18.046.018	1,4%
Consumidores (Unid.)	7.414.535	7.285.574	1,8%
Linhas de Distribuição (Km)	42.162	41.946	0,5%
Linhas de Transmissão (Km)	1.836	1.829	0,4%
Subestações (Unid.)	162	162	0,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	40.630	42.996	-5,5%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,62%	8,63%	0 p.p.
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	8,62%	8,99%	-0,4 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 Itapeverica 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

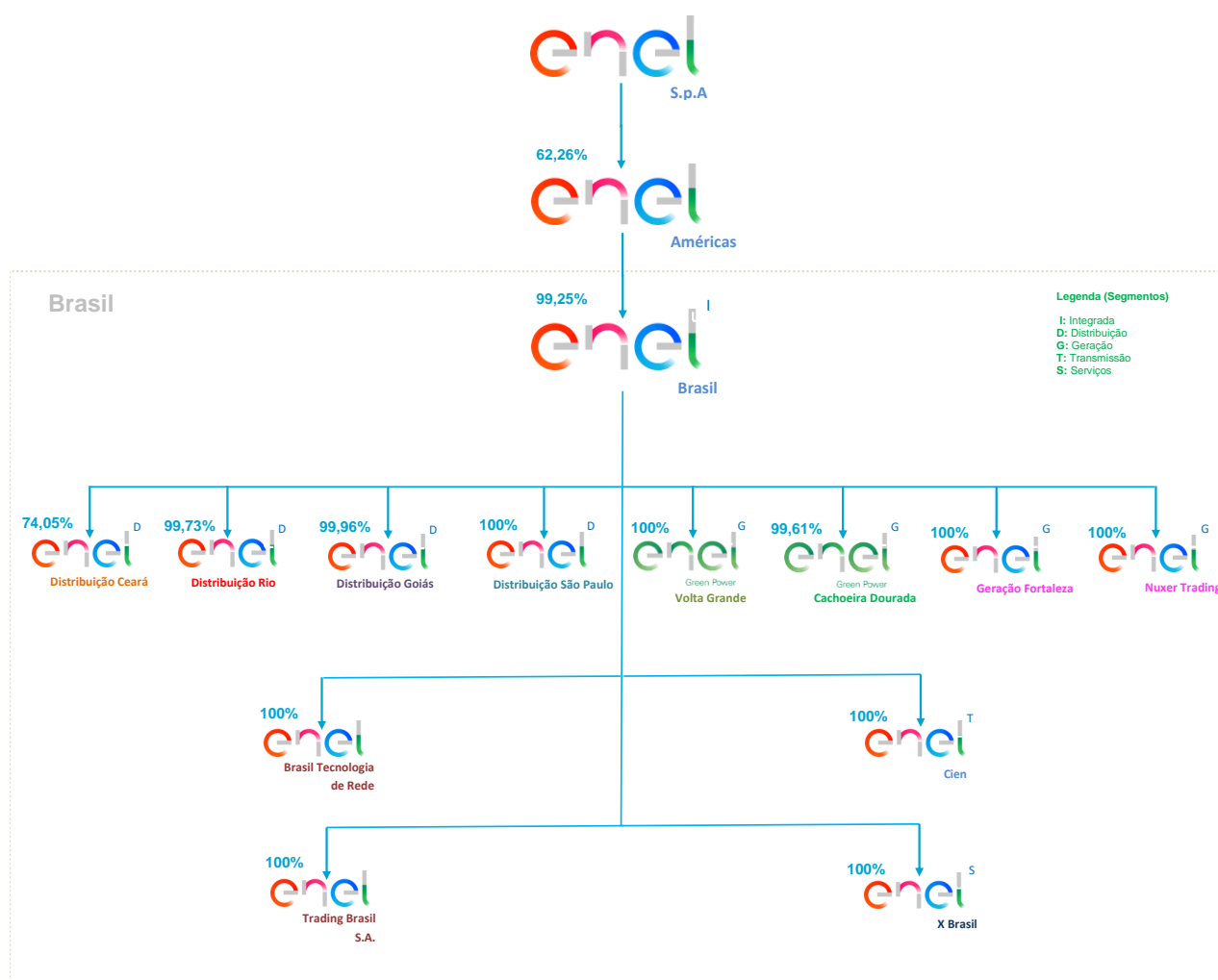


A Enel Distribuição São Paulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida, estando presente em 24 cidades da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país. A área de concessão, de 4.526 km², com 1.638,2 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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Mercado Cativo	7.412.471	7.284.067	1,8%	7.136.838	3,9%	7.412.471	7.284.067	1,8%
Residencial	6.957.936	6.832.854	1,8%	6.701.599	3,8%	6.957.936	6.832.854	1,8%
Industrial	25.390	25.846	-1,8%	24.832	2,2%	25.390	25.846	-1,8%
Comercial	408.805	406.450	0,6%	390.970	4,6%	408.805	406.450	0,6%
Rural	562	562	0,0%	553	1,6%	562	562	0,0%
Sector Público	19.778	18.355	7,8%	18.884	4,7%	19.778	18.355	7,8%
Clientes Livres	2.064	1.507	37,0%	1.876	10,0%	2.064	1.507	37,0%
Industrial	527	459	14,8%	509	3,5%	527	459	14,8%
Comercial	1.484	1.000	48,4%	1.314	12,9%	1.484	1.000	48,4%
Sector Público	46	41	12,2%	46	0,0%	46	41	12,2%
Cias Energéticas	7	7	0,0%	7	0,0%	7	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	7.414.535	7.285.574	1,8%	7.138.714	3,9%	7.414.535	7.285.574	1,8%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

A Companhia encerrou o 3T20 com um aumento de 1,8% no número de unidades consumidoras faturadas em relação ao registrado no 3T19, justificado principalmente pelo crescimento da classe de consumo setor público, de 7,8%. O efeito foi parcialmente compensado pela redução de 1,8% na classe industrial, explicado principalmente pela contração na atividade econômica decorrente da pandemia do Covid-19. Contudo, já é possível observar os feitos da gradual retomada das atividades comerciais, evidenciado pelo aumento de 0,6% na classe comercial.

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 3T20 em 9.750 GWh, redução de 5% em relação ao 3T19. No 9M20, o mercado total teve retração de 8,2% em relação ao 9M19, totalizando 29.712 GWh, principalmente em função dos efeitos apresentados a seguir.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. %
Mercado Cativo	7.234	7.658	-5,5%	6.886	5,1%	21.970	24.198	-9,2%
Clientes Livres	2.557	2.651	-3,6%	2.366	8,1%	7.742	8.170	-5,2%
Total - Venda e Transporte de Energia	9.790	10.309	-5,0%	9.251	5,8%	29.712	32.368	-8,2%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

Mercado Cativo

O mercado cativo somou 7.234 GWh no 3T20, o que correspondeu a uma redução de 5,5% comparado ao 3T19. Essa variação explica-se, sobretudo, pelos impactos decorrentes da pandemia do Covid-19, incluindo medidas de restrição de atividade vigentes em nossa área de concessão, 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 Ambiente de Contratação Livre ("ACL").

No 9M20, o mercado cativo totalizou 21.970 GWh, uma redução de 9,2% ante o 9M19, 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)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. %
Residencial	4.296	3.986	7,8%	3.942	9,0%	12.288	12.254	0,3%
Industrial	578	695	-16,8%	486	19,1%	1.688	2.164	-22,0%
Comercial	1.847	2.386	-22,6%	1.925	-4,1%	6.353	7.927	-19,9%
Rural	8	8	-0,9%	8	2,0%	24	24	-0,8%
Sector Público	505	581	-13,1%	525	-3,8%	1.617	1.829	-11,6%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.234	7.657	-5,5%	6.886	5,1%	21.970	24.198	-9,2%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

¹ Não Inclui Consumo Próprio

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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. %
Residencial	641	583	9,9%	588	9,0%	1.766	1.793	-1,5%
Industrial	23.285	26.880	-13,4%	19.557	19,1%	66.490	83.727	-20,6%
Comercial	4.725	5.871	-19,5%	4.925	-4,1%	15.539	19.503	-20,3%
Rural	14.330	14.415	-0,6%	14.052	2,0%	42.355	42.705	-0,8%
Setor Público	26.722	31.650	-15,6%	27.786	-3,8%	81.771	99.646	-17,9%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	976	1.051	-7,2%	965	1,1%	2.964	3.322	-10,8%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.557 GWh no 3T20, uma redução de 3,6% quando comparado ao 3T19, reflexo, principalmente, dos efeitos percebidos da atual pandemia na atividade econômica, parcialmente compensados pelo efeito líquido da migração de clientes. No 3T20, entre migrações ao ACL, retornos ao ACR e novos clientes, foram adicionadas 206 unidades, totalizando 2.135 unidades

No 9M20, o mercado livre somou 7.742 GWh, uma redução de 5,2% em relação ao 9M19.

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. %
Industrial	1.252	1.326	-5,6%	1.097	14,1%	3.600	3.908	-7,9%
Comercial	934	946	-1,3%	895	4,3%	2.981	3.038	-1,9%
Setor Público	371	379	-2,2%	373	-0,7%	1.161	1.224	-5,1%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	2.557	2.651	-3,6%	2.366	8,1%	7.742	8.170	-5,2%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. %
Industrial	2.376	2.889	-17,8%	2.155	10,2%	6.831	8.514	-19,8%
Comercial	629	946	-33,5%	681	-7,6%	2.009	3.038	-33,9%
Setor Público (3)	6.992	7.896	-11,4%	7.044	-0,7%	21.914	25.500	-14,1%
Média - Transporte per Capita para Clientes Livres	1.239	1.759	-29,6%	1.261	-1,8%	3.751	5.421	-30,8%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

Compra de Energia

FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Itaipu	2.092	2.167	-3,5%	2.059	1,6%	6.221	6.407	-2,9%
Leilão (3)	6.886	7.145	-3,6%	6.919	-0,5%	20.756	21.567	-3,8%
Angra 1 e 2	390	406	-3,8%	386	1,1%	1.162	1.204	-3,5%
Proinfa	200	207	-3,2%	(435)	-146,0%	562	584	-3,7%
Total - Compra de Energia	9.568	9.925	-3,6%	8.930	7,2%	28.701	29.761	-3,6%

(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)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Energia Consumida (GWh)	9.790	10.308	-5,0%	9.251	5,8%	29.712	32.368	-8,2%
Residencial	4.296	3.986	7,8%	3.942	9,0%	12.288	12.254	0,3%
Industrial	578	695	-16,8%	486	19,0%	1.688	2.164	-22,0%
Comercial	1.847	2.386	-22,6%	1.925	-4,0%	6.353	7.927	-19,9%
Rural	8	8	-0,9%	8	2,0%	24	24	-0,8%
Setor público	505	581	-13,1%	525	-3,8%	1.617	1.829	-11,6%
Clientes Livres	2.557	2.651	-3,6%	2.366	8,1%	7.742	8.170	-5,2%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (GWh)	1.232	1.154	6,8%	1.164	5,8%	3.555	3.433	3,5%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (%)	10,96%	9,9%	1,1 p.p.	11,47%	-0,5 p.p.	10,69%	9,5%	1,2 p.p.

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

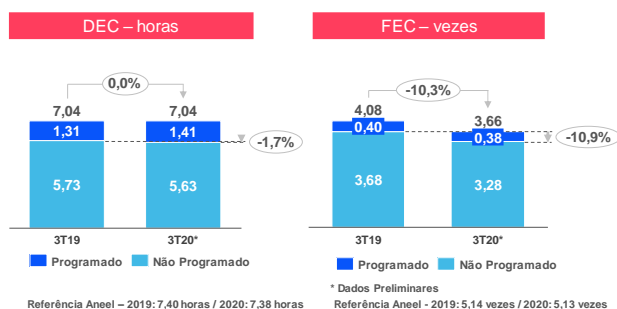
Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
DEC - horas (12 meses)	7,04	7,04	0,0%	6,42	9,7%	7,04	7,04	-8,8%
FEC - vezes (12 meses)	3,66	4,08	-10,3%	3,38	8,3%	3,66	4,08	-17,2%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	10,42%	9,6%	0,8 p.p.	10,15%	0,3 p.p.	10,4%	9,57%	0,8 p.p.
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	96,99%	103,9%	-6,9 p.p.	94,58%	2,4 p.p.	94,58%	103,9%	-6,9 p.p.
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	367	440	-16,5%	294	24,9%	1.115	1.380	-19,3%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	278	311	-10,6%	227	22,5%	278	311	-10,5%
PMSO (3) / Consumidor	46,1	48,0	-4,0%	53,1	-13,2%	148,9	145,5	2,3%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	26.659	23.450	13,7%	31.450	-15,2%	26.659	23.450	13,7%

(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.

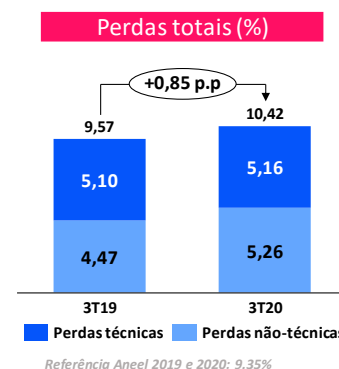
No 3T20, embora condições climáticas desfavoráveis marcadas por fortes ventos e desligamentos ocasionados pela transmissora tenham impactado os indicadores de continuidade, a evolução destas

permaneceu em linha com a tendência de melhoria registrada nos últimos trimestres, resultado dos investimentos em tecnologia de rede focados em automação, como o aumento de religadoras telecomandadas e automatizadas para o restabelecimento de energia e de intensificação das ações de manutenção da rede. O DEC e o FEC continuam dentro dos limites regulatórios globais para o ano de 2020, como reflexo do plano de ações implementado pela Companhia.

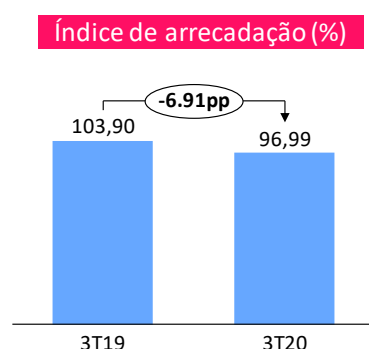
Disciplina de Mercado (Perdas)²

As perdas totais apuradas os últimos 12 meses totalizaram 10,42%³, sendo divididas entre perdas técnicas (5,16%) e não técnicas (5,26%). Em comparação ao 3T19, as perdas totais apresentaram aumento de 0,85 p.p, decorrente do aumento na agressividade de perdas ocasionada pelo Covid-19.

A Companhia tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda, com o programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na atual legislação. Podemos destacar, ainda, os programas de: (i) Inspeções de Fraude; (ii) Recuperação de Instalações Cortadas; e (iii) Regularização de Ligações Informais; que contribuem para desses indicadores.



Arrecadação



O índice de arrecadação da companhia atingiu 96,99% nos nove primeiros meses de 2020 contra 103,9% do mesmo período do ano anterior, redução de 6,9 p.p., decorrente dos efeitos percebidos pela pandemia do COVID-19, incluindo a deterioração do cenário econômico e restrições de circulação. Vale destacar, que estava vigente, até 31 de julho de 2020, a Resolução Normativa 878/20 da ANEEL, que determinava a suspensão de cortes de energia, medida mais efetiva no combate a inadimplência, para a classe residencial e atividades essenciais. Os cortes foram retomados gradualmente no trimestre.

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 ações de comunicação, envio massivo de SMS e e-mails das faturas em atraso, incentivado a utilização de meios digitais para pagamento, parcelamento de faturas, além da disponibilização do canal de negociação para equação de valores em aberto.

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

Referência Aneel: Referência de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil.

³ 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.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	5.901.220	6.403.186	-7,8%	5.156.210	14,4%	16.866.437	17.828.136	-5,4%
Deduções à Receita Operacional	(2.039.607)	(2.537.200)	-19,6%	(1.819.930)	12,1%	(6.005.434)	(7.141.409)	-15,9%
Receita Operacional Líquida	3.861.613	3.865.986	-0,1%	3.336.280	15,7%	10.861.003	10.686.727	1,6%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)	(3.439.711)	(3.245.355)	6,0%	(3.265.680)	5,3%	(10.002.887)	(9.471.338)	5,6%
EBITDA	598.309	659.107	-9,2%	236.159	153,4%	1.367.087	1.572.113	-13,0%
Margem EBITDA	15,5%	17,0%	-9,1%	7,1%	118,9%	12,6%	14,7%	-2,1 p.p.
EBIT	421.902	620.631	-32,0%	70.600	497,6%	858.116	1.215.389	-29,4%
Margem EBIT	10,9%	16,1%	-31,9%	2,1%	416,3%	7,9%	11,4%	-3,5 p.p.
Resultado Financeiro	(163.891)	(88.422)	85,4%	(156.626)	4,6%	(449.226)	(402.054)	11,7%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(98.650)	(186.512)	-47,1%	27.389	-460,2%	(152.935)	(267.274)	-42,8%
Lucro (Prejuízo) Líquido	159.361	345.697	-53,9%	(58.637)	-371,8%	255.955	546.061	-53,1%
Margem Líquida	4,1%	8,9%	-53,8%	-1,8%	-334,8%	2,4%	5,1%	-53,9%
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,4%	9,4%	-53,0%	-1,9%	-330,5%	2,5%	5,4%	-53,0%
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	0,81	0,62	30,2%	-0,30	-3,72	1,30	0,94	37,9%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19 | (3) Não considera custo de construção, depreciação e amortização

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.370.660	2.880.008	-17,7%	2.175.600	9,0%	7.281.822	8.825.476	-17,5%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	424.234	379.710	11,7%	384.151	10,4%	1.254.640	1.052.322	19,2%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.337.470	2.238.940	4,4%	1.960.284	n.a	6.674.839	6.337.954	5,3%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(24.528)	(3.689)	564,9%	(175)	13916,0%	(40.186)	(38.755)	3,7%
Receita de Construção	264.009	197.737	33,5%	284.609	-7,2%	750.679	550.083	36,5%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	176.264	386.570	-54,4%	101.565	73,5%	194.473	256.578	-24,2%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	3.177.449	3.199.268	-0,7%	2.730.434	16,4%	8.834.445	8.158.182	8,3%
Subvenção de Recursos da CDE	123.955	95.347	30,0%	143.611	-13,7%	362.844	267.965	35,4%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	181.370	219.729	-17,5%	133.134	36,2%	322.355	479.371	-32,8%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	47.786	8.834	440,9%	(26.569)	-279,9%	64.971	97.142	-33,1%
Total - Outras Receitas	353.111	323.910	9,0%	250.176	41,1%	750.170	844.478	-11,2%
Total - Receita Operacional Bruta	5.901.220	6.403.186	-7,8%	5.156.210	14,4%	16.866.437	17.828.136	-5,4%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 5.901,2 milhões no 3T20, apresentando uma redução de 7,8% quando comparada ao 3T19. Esta variação é explicada, principalmente, por:

- I. redução de (i) R\$ 509,3 milhões em receita de fornecimento de energia elétrica no mercado cativo, principalmente nos segmentos comercial e industrial, reflexos da pandemia do Covid-19; (ii) menor ativo e passivo financeiro setorial no período, em R\$ 38,4 milhões, devido, principalmente aos efeitos do reajuste tarifário; (iii) menor valor registrado em outras receitas originadas com clientes, principalmente devido à menor venda de energia no curto prazo, com impacto de R\$ 90,7 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo:
- II. aumento de (i) R\$ 66,3 milhões na receita de construção, em função do maior investimento registrado no período; e (iii) R\$ 28,6 milhões oriundas da subvenção de Recursos da CDE, impacto pela cobertura tarifária aos clientes de baixa renda, relacionado as medidas aplicadas pelo governo em mitigação aos efeitos da pandemia.

No acumulado do ano, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 16.866,4 milhões, apresentando uma redução de 5,4% quando comparado ao mesmo período do ano anterior. As principais variações são explicadas a seguir:

- I. redução de (i) R\$ 1.543,6 milhões devido à menor receita de fornecimento de energia elétrica no mercado cativo, principalmente nos segmentos industrial e comercial; e (ii) R\$ 157 milhões devido ao menor ativo e passivo financeiro setorial no período; parcialmente compensados pelo
- II. aumento de (i) R\$ 539,2 milhões na receita pela disponibilidade do sistema – TUSD, incluindo os mercados cativo, decorrente do ganho tarifário com reajuste/revisão no período, e livre, reflexo dos reajuste/revisão tarifária e migração de clientes ao ambiente de contratação livre; (ii) maior receita de construção, em R\$ 200,6 milhões; e (iii) maior receita com venda de energia no curto prazo, conforme explicado.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
ICMS	(993.585)	(1.024.242)	-3,0%	(847.714)	17,2%	(1.881.125)	(2.012.019)	-6,5%
PIS	(76.348)	(97.638)	-21,8%	(62.894)	21,4%	(143.490)	(181.034)	-20,7%
COFINS	(351.706)	(450.086)	-21,9%	(289.862)	21,3%	(661.317)	(834.652)	-20,8%
ISS	(45)	(49)	-8,2%	(41)	9,8%	(87)	(95)	-8,4%
Total - Tributos	(1.421.684)	(1.572.015)	-9,6%	(1.200.511)	18,4%	(2.686.019)	(3.027.800)	-11,3%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(35.332)	(36.231)	-2,5%	(30.581)	15,5%	(99.842)	(99.642)	0,2%
Encargo Setorial CDE (3)	(559.893)	(655.028)	-14,5%	(559.888)	0,0%	(1.679.668)	(2.089.721)	-19,6%
TFSEE (4)	(4.976)	(4.738)	5,0%	(4.738)	5,0%	(14.452)	(11.604)	24,5%
Encargos do consumidor - PROINFA	(17.584)	(24.971)	-29,6%	(23.996)	-26,7%	(67.752)	(69.220)	-2,1%
Encargos do consumidor - CCRBT (5)	(138)	(244.217)	-99,9%	(216)	-36,1%	(36.017)	(271.407)	-86,7%
Total - Encargos Setoriais	(617.923)	(965.185)	-36,0%	(619.419)	18,4%	(1.897.731)	(2.541.594)	-25,3%
Total - Deduções da Receita	(2.039.607)	(2.537.200)	-19,6%	(1.819.930)	12,1%	(4.583.750)	(5.569.394)	-17,7%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

(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\$ 2.039,6 milhões no 3T20, uma redução de 19,6% em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) redução de R\$ 95,1 milhões na rubrica de encargo CDE, em razão, sobretudo, do fim da obrigação de pagamento das quotas da CDE – Conta ACR, em agosto de 2019, conforme Resolução Homologatória nº 2.521/2019; (ii) menor recolhimento de ICMS, PIS/COFINS e ISS, no valor total de R\$ 150,3 milhões, em linha com o menor faturamento no período; e (iii) redução na linha de bandeira tarifária – CCRBT – como resultado da hidrologia do período e decisão de manutenção da bandeira verde até o final do ano de 2020.

No acumulado do ano, as deduções totalizaram R\$ 5.569,4 milhões, uma redução de R\$985,6 milhões, ou 17,7%, em relação ao mesmo período de 2019, sendo explicada principalmente por: (i) redução de R\$ 410 milhões na rubrica de encargo CDE, conforme mencionado; (ii) redução de R\$ 341,8 milhões no recolhimento de tributos, em linha com o menor faturamento do período; e (iii) efeito positivo relacionado a CCRBT, conforme explicado anteriormente.

Custos e Despesas operacionais

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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Parcela A								
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(1.977.192)	(2.194.424)	-9,9%	(1.965.196)	0,6%	(5.945.574)	(6.029.298)	-1,4%
Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(567.876)	(425.417)	33,5%	(307.868)	84,5%	(1.288.923)	(1.255.151)	2,7%
Total - Não Gerenciáveis	(2.545.068)	(2.619.841)	-2,9%	(2.273.064)	12,0%	(7.234.497)	(7.284.449)	-0,7%
Despesas Operacionais								
Pessoal	(168.195)	(191.939)	-12,4%	(169.902)	-1,0%	(522.159)	(564.946)	-7,6%
Previdência Privada	(7.817)	(6.090)	28,4%	(7.611)	2,7%	(21.614)	(19.013)	13,7%
Serviços de Terceiros	(153.013)	(137.410)	11,4%	(157.370)	-2,8%	(461.660)	(379.401)	21,7%
Material	(16.493)	(14.328)	15,1%	(26.280)	-37,2%	(70.469)	(44.553)	58,2%
Depreciação e Amortização	(176.407)	(38.476)	358,5%	(165.559)	6,6%	(508.971)	(356.724)	-50,5%
PECLD (3)	(90.864)	(41.732)	117,7%	(139.998)	-35,1%	(334.970)	(184.390)	81,7%
Custo de Construção	(264.009)	(197.737)	33,5%	(284.609)	-7,2%	(750.679)	(550.083)	-52,0%
Provisão para processos judiciais e outros	(21.801)	2.040	-1168,7%	(23.152)	-5,8%	(69.986)	(36.003)	94,4%
Outras Despesas Operacionais	3.956	158	2403,8%	(18.135)	-121,8%	(27.882)	(51.776)	-46,1%
Total - Despesas Operacionais (4)	(454.227)	(389.301)	16,7%	(542.448)	-16,3%	(1.508.740)	(1.280.082)	17,9%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (4)	(2.999.295)	(3.009.142)	-0,3%	(2.815.512)	6,5%	(8.743.237)	(8.564.531)	2,1%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19 | (3) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (4) Não considera Custo de Construção e Depreciação e Amortização

Os custos e despesas operacionais da Enel Distribuição São Paulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.999,3 milhões no 3T20, permanecendo estável em relação ao 3T19. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis (Parcela A), de R\$ 74,8 milhões:

Os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 2.545,0 milhões no 3T20, uma redução de 2,9% em comparação ao 3T19 (R\$ 2.619,8 milhões). As principais variações devem-se, sobretudo, aos seguintes fatores:

- Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda: redução de 9,9% ou R\$ 217,2 milhões no 3T20, em comparação ao 3T19, decorrente, principalmente, (i) de menor custo com compra de energia (CCEE, CCEAR, Cotas), em linha com a redução do Preço de Liquidação de Diferença (PLD) e da carga; (ii) menor risco hidrológico no período. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo maior custo com compra de energia de Itaipu, em R\$175,9 milhões, decorrente da desvalorização cambial.
- Custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição: aumento de 33,5% ou R\$ 142,5 milhões, em comparação ao 3T19, decorrente, principalmente, de (i) maiores custos encargos com

uso da rede básica, no valor de R\$ 89,3 milhões, em função, sobretudo, do reajuste anual das transmissoras e com Encargos do Serviço do Sistema, no valor de R\$ 52,5 milhões, principalmente pelo maior Encargo de Energia de Reserva (EER); (ii) aumento no custo de transporte de energia Furnas/Itaipu, no valor de R\$11,1 milhões.

No acumulado do ano, esses custos totalizaram R\$ 7.234,5 milhões, 0,7% inferior ao valor registrado no 9M19, de R\$ 7.284,5 milhões. As principais variações são demonstradas a seguir:

- Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda: redução de 1,4% ou R\$ 83,7 milhões no 9M20, em comparação ao 9M19, decorrente, principalmente, (i) de menor custo com compra de energia (CCEE, CCEAR e Cotas); (iii) menor risco hidrológico registrado no período e; (iii) menor custo de PROINFA. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo maior custo com compra de energia de Itaipu, em R\$598,2 milhões, decorrente da desvalorização cambial.
- Custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição: aumento de 2,7% ou R\$ 33,8 milhões, em comparação ao 9M19, decorrente, principalmente, de (i) maiores custos encargos com uso da rede básica, no valor de R\$ 83,0 milhões e com Encargos do Serviço do Sistema, no valor de R\$ 17,9 milhões, conforme mencionado e; (ii) aumento no custo de transporte de energia Furnas/Itaipu, no valor de R\$13,5 milhões.

Aumento no grupo de despesas operacionais, de R\$ 64,9 milhões:

No 3T20, as despesas operacionais, registraram um incremento de 16,7% em comparação ao 3T19, excluindo custo de construção e depreciação e amortização. Esse aumento deve-se, principalmente a:

- Aumento de despesas com PECLD, no valor de R\$ 49,1 milhões, sobretudo em decorrência da pandemia do COVID-19, levando a deterioração econômica no trimestre, 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;
- Maior custo com materiais e serviços de terceiros, em R\$ 15,6 milhões, em decorrência, principalmente, (i) do contrato de compartilhamento de infraestrutura e recursos humanos, conforme despacho Aneel nº 560/2020; (ii) realização de melhorias e atualizações tecnológicas, principalmente em processos comerciais; (iii) maior execução nas atividades de manutenção da rede de distribuição e; (iv) da aquisição equipamentos de proteção individual no contexto de prevenção ao COVID-19.
- 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.

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Menores custos com pessoal, incluindo entidade de previdência privada, no valor de R\$ 23,7 milhões, resultado, sobretudo, de maior eficiência nas estruturas de apoio e digitalização de processos.
- Maior receita operacional, no valor de R\$ 3,8 milhões, resultante da venda de terrenos previamente destinados à alienação.

No acumulado do ano as despesas operacionais, excluindo custo de construção e depreciação e amortização, totalizaram R\$ 1.508,7 milhões no 9M20, um aumento de 17,9% em comparação ao 9M19 (R\$ 1.280 milhões). Esse aumento deve-se, principalmente a:

- Aumento de despesas com PECLD, no valor de R\$ 150,6 milhões, decorrente do agravamento do contexto econômico e da paralisação do corte por inadimplência devido à Covid-19 (Resolução Normativa nº 878 da Aneel), como já mencionado;
- Maior custo com materiais e serviços de terceiros, em R\$ 82,3 milhões, em decorrência, principalmente (i) do aumento no volume de serviços frente as fortes chuvas registradas no 1T20; (ii) da aquisição de equipamentos de proteção individual para colaboradores, no contexto do COVID-19 e (iii) do compartilhamento de infraestrutura e recursos humanos, conforme despacho Aneel nº 560/2020.

Efeitos foram parcialmente compensados por:

- Diminuição de R\$ 23,9 milhões na rubrica de outras despesas operacionais, resultante, sobretudo, por menores despesas com desativações de ativos, ressarcimento de danos elétricos (PID) no período, além de ganhos referentes a alienação de bens (venda de imóveis);
- Menor custo com pessoal e encargos no total de R\$ 42,8 milhões em comparação ao 9M19, derivado, sobretudo, do efeito positivo obtido com o programa de saída voluntária ("PSV") concluído em 2019, e de ganhos de eficiência e digitalização de processos;

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)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	159.361	345.697	-53,9%	(58.637)	-371,8%	255.955	546.061	-53,1%
(+) Tributos sobre o Lucro	98.650	186.512	-47,1%	(27.389)	-460,2%	152.935	267.274	-42,8%
(+) Resultado Financeiro	163.891	88.422	85,4%	156.626	4,6%	449.226	402.054	11,7%
(=) EBIT	421.902	620.631	-32,0%	70.600	497,6%	858.116	1.215.389	-29,4%
(+) Depreciações e Amortizações	176.407	38.476	358,5%	165.559	6,6%	508.971	356.724	42,7%
(=) EBITDA	598.309	659.107	-9,2%	236.159	153,4%	1.367.087	1.572.113	-13,0%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	4.250	8.336	-49,0%	7.535	-43,6%	18.679	34.247	-45,5%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	34.224	18.742	82,6%	18.926	80,8%	81.888	61.142	33,9%
Atualização de Créditos Tributários	624	1.319	-52,7%	216	188,9%	1.102	22.754	-95,2%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	4.573	12.005	-61,9%	5.367	-14,8%	18.460	24.799	-25,6%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	590	27.603	-97,9%	8.243	-92,8%	22.744	89.161	-74,5%
Atualização Monetária Swap - Debêntures	11.371	-	n.a	(7.820)	n.a	15.612	-	n.a
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	55	860	n.a	1.098	n.a	4.618	2.610	n.a
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	2.986	12.146	-75,4%	3.156	-5,4%	10.903	23.729	-54,1%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(2.078)	(2.352)	-11,6%	(1.688)	23,1%	(6.214)	(7.740)	-19,7%
Total - Receitas Financeiras	56.595	78.659	-28,1%	35.033	61,5%	167.792	250.702	-33,1%
Despesas Financeiras								
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(33.345)	(79.456)	-58,0%	(37.885)	-12,0%	(116.677)	(244.265)	-52,2%
Variação monetária - Debêntures	(9.612)	-	n.a	7.702	n.a	(13.968)	-	n.a
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(5.502)	(4.842)	13,6%	(5.151)	6,8%	(16.126)	(17.824)	-9,5%
Juros Swap - Debêntures e Empréstimos Moeda Estrangeira	(9.557)	-	n.a	-	n.a	(14.863)	-	n.a
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(4.984)	(5.741)	-13,2%	(3.790)	31,5%	(10.628)	(11.823)	-10,1%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	716	1.845	-61,2%	778	-8,0%	2.591	5.662	-54,2%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(8.139)	(9.294)	-12,4%	(8.148)	-0,1%	(24.004)	(34.704)	-30,8%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(26.885)	(11.442)	135,0%	(14.574)	84,5%	(45.350)	(58.888)	-23,0%
Obrigação consumidores - Resoluções 250/2007 e 368/2009	-	19.746	-100,0%	-	n.a	-	19.746	-100,0%
Atualização Acordo Eletrobras	(8.030)	(24.334)	-67,0%	(12.940)	-37,9%	(38.164)	(79.784)	-52,2%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(103.309)	(81.038)	27,5%	(103.304)	0,0%	(309.918)	(243.112)	27,5%
Outras Despesas Financeiras	(12.631)	27.865	-145,3%	(11.717)	7,8%	(26.663)	12.803	-308,3%
Total - Despesas Financeiras	(221.278)	(166.691)	32,7%	(189.029)	17,1%	(613.770)	(652.189)	-5,9%
Variações Cambiais	792	(390)	-303,1%	(2.630)	-130,1%	(3.248)	(567)	472,8%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(163.891)	(88.422)	85,4%	(156.626)	4,6%	(449.226)	(402.054)	11,7%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

A Companhia registrou no 3T20 uma despesa financeira de R\$ 163,9 milhões, um montante R\$ 75,5 milhões superior ao resultado financeiro negativo de R\$ 88,4 milhões reconhecido no 3T19.

As principais variações observadas nas rubricas de receitas e despesas financeiras foram: (i) efeito negativo da redução de R\$27,0 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\$ 22,3 milhões decorrente do aumento na base de cálculo dos juros; (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\$15,4 milhões com atualizações monetárias de processos judiciais.

Esses efeitos foram compensados pela (v) redução de R\$46,1 milhões em despesa com encargos de dívidas, que incluem empréstimos, debêntures e mútuos, por conta da menor taxa de juros média do período; (vi) menor despesa com atualização do acordo com a Eletrobras, em R\$16,3 milhões; e (vi) aumento em R\$ 15,4 milhões na receita oriunda de atualização monetária sobre contas de energia em atraso.

No 9M20, a Companhia reportou um resultado financeiro negativo de R\$ 449,2 milhões, montante 11,7% superior ao registrado 9M19.

As principais variações registradas foram: (i) efeito positivo da redução de R\$ 127,6 milhões com encargos da dívida (empréstimo, debêntures e mútuos), reflexo da queda na taxa de juros média do período; (ii) menor despesa com atualização do acordo com a Eletrobras, no montante de R\$ 41,6 milhões e (iii) aumento de R\$20,7 milhões em receita oriunda de atualização monetária sobre contas de energia elétrica em atraso. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo (iii) aumento de R\$ 66,8 milhões com custo dos juros líquidos do Plano de Pensão, decorrente do aumento na base de cálculo dos juros; (iv) menor atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial, em um montante de R\$ 66,4 milhões; (v) menor receita com atualização de créditos tributários, em R\$21,6 milhões e; (vi) redução de R\$15,6 milhões em receita oriunda de aplicação financeira, consequência do menor saldo médio de caixa no período e da queda na taxa de juros⁴.

Tributos (IR/CSLL)

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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(9.977)	-	n.a	22.204	-144,9%	(9.977)	22.287	-144,8%
Contribuição Social Diferida	(23.472)	(49.372)	-52,5%	1.372	-1810,8%	(37.842)	(76.651)	-50,6%
Imposto de Renda Diferido	(65.201)	(137.140)	-52,5%	3.813	-1810,0%	(105.116)	(212.910)	-50,6%
Total	(98.650)	(186.512)	-47,1%	27.389	-460,2%	(152.935)	(267.274)	-42,8%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

No 3T20, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R\$ 98,7 milhões, uma redução de R\$ 87,9 milhões em relação ao 3T19, explicado pelo menor resultado tributável. No 9M20, as despesas com IR e CSLL totalizaram R\$ 152,9 milhões, valor 42,8% menor em relação ao 9M19, decorrente do menor resultado tributável observado.

Endividamento

Indicadores de Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	3T20	3T19	Var. % (1)	2T20	Var. % (2)	9M20	9M19	Var. % (3)
Empréstimos, Financiamentos, Deb. E Derivativos	4.466.701	4.285.602	4%	4.464.313	0%	4.466.701	4.285.602	4%
Fundo de Pensão	1.133.255	1.176.676	-4%	1.143.343	-1%	1.133.255	1.176.676	-4%
(-) Disponibilidades	(2.312.946)	(758.815)	205%	(1.056.163)	119%	(2.312.946)	(758.815)	205%
Dívida Líquida	3.287.010	4.703.464	-30%	4.551.493	-28%	3.287.010	4.703.464	-30%
EBITDA (4)	2.163.100	1.790.474	21%	2.223.898	-3%	2.163.100	1.790.474	21%
Dívida Bruta/EBITDA	2,59	3,05	-15,14%	2,52	2,67%	2,59	3,05	-15,14%
Dívida Líquida/EBITDA	1,52	2,63	-42,15%	2,05	-25,75%	1,52	2,63	-42,15%
Dívida Bruta/(Dívida Bruta + PL)	0,64	0,65	-1,40%	0,60	7,50%	0,64	0,65	-1,40%
Dívida Líquida/(Dívida Líquida + PL)	0,52	0,62	-16,74%	0,55	-6,04%	0,52	0,62	-16,74%

(1) Variação entre 2T20 e 3T19; (2) Variação entre 3T20 e 1T20; (3) Variação entre 9M20 e 9M19; (4) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).

A Dívida Bruta⁵ da Companhia encerrou o 3T20 em R\$ 5.600 milhões, um aumento de R\$ 138 milhões em relação ao 3T19. Essa variação deve-se principalmente às novas captações de empréstimos para capital de giro no valor de R\$ 860 milhões realizados em março e abril de 2020, somados às provisões de encargos no período R\$ 178 milhões, parcialmente compensadas por liquidações de dívidas no valor total de R\$ 861 milhões no período e redução de R\$ 43 milhões referente à dívida com fundo de pensão devido à pagamentos no período.

Em relação às liquidações realizadas, destaca-se o pagamento do Intercompany que a companhia possuía com a Enel Finance, em 18 de dezembro de 2019, no valor de R\$ 454 milhões e a liquidação da 6ª emissão de Nota Promissória em 07 de março de 2020 no valor de R\$ 220 milhões, somados ao pagamento de juros das operações de 23ª e 24ª Emissão de debêntures em novembro de 2019, março e maio de 2020, no valor de R\$ 160 milhões.

As disponibilidades somaram R\$ 2.313 milhões no 3T20, ante R\$ 759 milhões no 3T19, um aumento de R\$ 1.554 milhões devido principalmente ao recebimento dos recursos da Conta COVID no valor de R\$ 1.389 milhões somados à compensação de PIS/COFINS que a Companhia obteve no 3T20 no valor de R\$ 105

⁴ O CDI médio reportado no 3T19 foi de 6,01%, no 3T19 e de 2,00 %, no 3T20. Já nos 9M20, o CDI médio reportado foi de 3,07%, contra 6,26% no 9M19.

⁵ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão e saldo líquido do derivativo. O saldo com fundo de pensão não considera o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 5.646,3 milhões em 30 de setembro de 2020, R\$ 4.383,1 milhões em 30 de junho de 2020, R\$ 4.609,4 milhões em 30 de março de 2020 e R\$ 4.609,4 milhões em 31 de dezembro de 2019.

milhões. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.287 milhões no 3T20, uma redução de R\$ 1.416 milhões em relação ao saldo de R\$ 4.703 milhões do 3T19.

A Companhia encerrou o 3T20 com o custo médio da dívida no período de 5,70% a.a., ou CDI + 2,56% a.a e prazo médio de 3,29 anos, considerando a dívida com Funcesp. Sem considerar a dívida com a fundação tem-se um custo de 3,73% a.a (CDI + 0,65%) e prazo médio de 2,71 anos.

Índices Financeiros - Covenants

INDICADORES FINANCEIROS (R\$ mil)

	3T20
Empréstimos, Financiamentos, Deb. E Derivativos	4.466.701
Fundo de Pensão	1.133.255
(-) Disponibilidades	(2.312.946)
Dívida Líquida	3.287.010
EBITDA (1) (12 meses)	2.163.100
(+) PDD	382.017
(+) Contingências	91.727
(+) Despesas com Funcesp (últimos 12 meses)	29.103
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	28.125
EBITDA (12 meses) - Ajustado 24ª Emissão	2.694.072
(-) Impacto arrendamento operacional (CPC 06 / IFRS 16)	(52.352)
(-) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	(28.125)
EBITDA (12 meses) - Ajustado 23ª Emissão	2.613.595

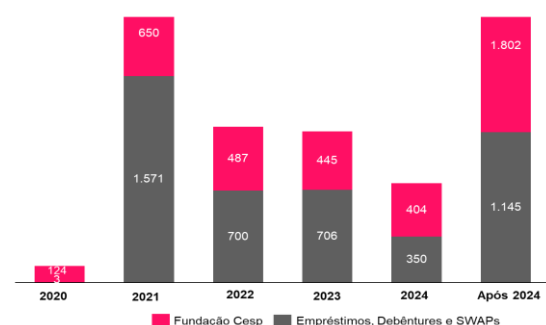
(1) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).

Covenant Financeiro

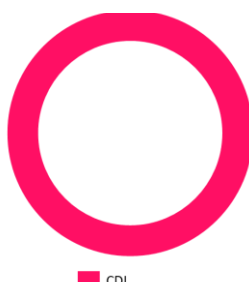
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 24ª Debênture	1,22
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	1,26

A Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados com base em suas Informações Trimestrais e Demonstrações Contábeis Anuais, os quais foram atingidos em 30 de setembro de 2020. Segue abaixo o cálculo do covenant financeiro exigido nas debêntures de emissão da companhia (23ª e 24ª emissão).

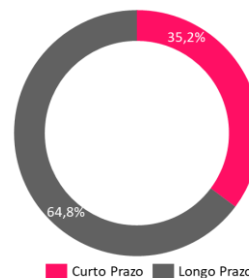
Cronograma de Amortização (R\$ milhões)⁶



Abertura da Dívida Bruta Indexadores



Abertura da Dívida Bruta Curto/Longo prazo



Rating da Companhia⁷

Escala	Ratings	Nacional	Internacional	Perspectiva
	Fitch	AAA	BBB- ¹ e BB+ ²	Estável
	Moody's	Aaa	Ba1	Estável

Últimas atualizações: Fitch - set/2020; Moody's - set/2020; 1 - Moeda Local; 2 - Moeda Estrangeira

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Manutenção	108.377	112.605	-3,8%	107.872	0,5%	317.836	313.166	1,5%
Crescimento	103.347	88.652	16,6%	87.206	18,5%	244.425	229.794	6,4%
Novas Conexões	45.666	16.140	182,9%	41.464	10,1%	128.103	50.056	155,9%
Financiado pela Companhia	257.390	217.398	18,4%	236.542	8,8%	690.364	593.016	16,4%
Financiado pelo Cliente	14.669	13.062	12,3%	6.210	136,2%	25.763	56.639	-54,5%
Total	272.058	230.460	18,1%	242.752	12,1%	716.127	649.655	10,2%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20 | (2) Variação entre 9M20 e 9M19

⁶ Fluxo composto por amortização de principal e custos a amortizar. Não considera arrendamento financeiro e não considera diferenças de premissas entre PREVIC e CVM no montante de R\$ 370,3 milhões (Resolução CVM 695/2012).

⁷ Quadro considera ratings válidos em 30 de Setembro de 2020.

No 3T20, a Companhia investiu R\$ 272,1 milhões, montante 18,1% superior ao registrado no 3T19, alocados, principalmente, em atividades de crescimento e de novas conexões, ou seja, adequação de infraestrutura para maior carga e expansão do sistema. Do total investido, R\$ 257,4 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 14,7 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

No acumulado do ano, a Companhia investiu R\$ 716,1 milhões, sobretudo em novas conexões, volume 10,2% superior ao investido no 9M19.

5 OUTROS TEMAS

Revisão Tarifária Periódica 2019

Em 02 de julho de 2019, a ANEEL deliberou sobre os resultados da revisão tarifária periódica de 2019, com aplicação a partir de 04 de julho de 2019.

Foi aprovado o índice de reposicionamento de +12,79% composto por: (i) reposicionamento econômico de +1,72%, sendo -1,57% de Parcela A e +3,29% de Parcela B e (ii) componentes financeiros de +11,07%. Descontados os componentes financeiros considerados no último processo tarifário, no valor de -5,75%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +7,03%, conforme detalhado na tabela ao lado.

Composição		
Parcela A	Encargos Setoriais	-4,58%
	Energia Comprada	1,67%
	Encargos de Transmissão	1,33%
	Parcela A	-1,57%
Parcela B		3,29%
Reajuste Econômico		1,72%
CVA Total		10,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		0,60%
Reajuste Financeiro		11,07%
Reajuste Total		12,79%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-5,75%
Efeito para o Consumidor		7,03%

Por fim, vale destacar que foram definidos os componentes do Fator X que serão deduzidos da variação do IGP-M na atualização anual dos custos da Parcela B da Companhia: (i) Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,77%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia; (ii) Componente X-T (trajetória dos custos operacionais) de -2,07%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

O efeito líquido da aplicação destes componentes à Parcela B representará um acréscimo de 1,30% além do IGP-M anual. Em adição a esses efeitos, anualmente é apurado o Fator XQ, de incentivo à melhoria da qualidade, que nesta revisão foi apurado em -1,03%.

O reajuste tarifário médio de +7,03% (efeito médio a ser percebido pelos consumidores) apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado ao lado.

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	8,46%
Baixa Tensão	6,48%
Efeito Médio	7,03%

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:

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

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.

























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 nos 9 primeiros meses de 2020, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

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 patamar 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	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	291,00	185,56	57,23	39,68	39,68							
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

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.

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 vigências 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 provê 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

No reajuste tarifário de 2020, de forma similar ao ocorrido quando dos processos tarifários de 2019 e 2018, a ANEEL manteve o componente de sobrecontratação involuntária referente ao ano civil de 2016 em caráter provisório.

Em 27 de agosto de 2020, por meio do Despacho nº 2.508, a ANEEL determinou os valores definitivos de sobrecontratação involuntárias de 2016 e 2017, porém em montantes inferiores ao reconhecido pela Companhia. Os valores determinados pela agência não levam em consideração fatos extraordinários como a

compra compulsória no leilão A-1 de 2015 e as ações de máximo esforço que a Companhia tem enveredado para limitar o seu nível de contratação. Diante desta decisão a Companhia entrou com solicitação de efeito suspensivo, o qual se encontra em fase de análise na 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 deverá instruir processo para determinar a metodologia de cálculo da redução de carga devido ao COVID em 2020.