

Comentários de Desempenho

Earnings Release 4T20

Enel Distribuição Ceará

Companhia Energética do Ceará

24 de fevereiro de 2021

Relações com Investidores

Teobaldo José Cavalcante Leal

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Isabel Regina Alcantara

Responsável por Relações com Investidores

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

Fortaleza, 24 de fevereiro de 2021 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], distribuidora de energia elétrica que atende 184 municípios cearenses (9,1 milhões de habitantes) divulga seus resultados do quarto trimestre e do ano de 2020 (4T20 e 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.

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.236	3.294	-1,8%	2.923	10,7%	11.776	12.205	-3,5%
Receita Bruta (R\$ mil)	2.449.070	2.170.078	12,9%	1.958.864	25,0%	8.252.217	7.838.130	5,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.742.544	1.562.606	11,5%	1.385.663	25,8%	5.867.331	5.377.077	9,1%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	214.168	321.424	-33,4%	153.460	39,6%	684.012	814.208	-16,0%
Margem EBITDA (%)*	12,29%	20,57%	-8,28 p.p	11,07%	1,22 p.p	11,66%	15,14%	-3,48 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	14,28%	23,77%	-9,49 p.p	13,31%	0,97 p.p	13,96%	17,53%	-3,57 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	133.861	254.929	-47,5%	77.812	72,0%	393.289	563.858	-30,3%
Margem EBIT (%)*	7,68%	16,31%	-8,63 p.p	5,62%	2,06 p.p	6,70%	10,49%	-3,79 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	108.466	205.584	-47,2%	47.961	>100,0%	265.181	404.905	-34,5%
Margem Líquida	6,22%	13,16%	-6,94 p.p	3,46%	2,76 p.p	4,52%	7,53%	-3,01 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	7,23%	15,20%	-7,97 p.p	4,16%	3,07 p.p	5,41%	8,72%	-3,31 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	235.301	211.271	11,4%	238.433	-1,3%	910.231	732.486	24,3%
DEC (12 meses)*	16,51	14,08	17,3%	14,82	11,4%	16,51	14,08	17,3%
FEC (12 meses)*	6,30	5,78	9,0%	6,13	2,8%	6,30	5,78	9,0%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,59%	99,30%	-0,71 p.p	98,80%	-0,21 p.p	98,59%	99,30%	-0,71 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,18%	13,86%	2,32 p.p	15,10%	1,08 p.p	16,18%	13,86%	2,32 p.p
Nº de Consumidores Totais*	4.319.446	3.916.646	10,3%	4.288.548	0,7%	4.319.446	3.916.646	10,3%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.122	1.126	-0,4%	1.125	-0,3%	1.122	1.126	-0,4%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	308	364	-15,4%	307	0,3%	1.122	1.348	-16,8%
PMSO (5)/Consumidor*	51,48	37,55	37,1%	43,40	18,6%	207,54	173,37	19,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	411	433	-5,1%	450	-8,7%	411	433	-5,1%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.521	9.054	5,3%	9.534	10,4%	10.521	9.054	16,2%

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

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 4,3 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,2 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	4T20	4T19	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.187.103	9.111.527	0,8%
Consumidores (Unid.)	4.319.446	3.916.646	10,3%
Linhas de Distribuição (Km)	150.133	147.283	1,9%
Linhas de Transmissão (Km)	5.381	5.293	1,7%
Subestações (Unid.)	120	118	1,7%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.413	12.205	1,7%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,62%	4,30%	0,32 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,62%	2,53%	0,09 p.p

(1) Estimativa do número de Habitantes do IBGE

(2) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADDEE

(3) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE



Mercado Bursátil

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

COTACÃO DE FECHAMENTO (R\$/ACÇÃO)*

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	72,60	52,00	39,6%	66,00	10,0%	72,60	52,00	39,6%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	60,00	62,41	-3,9%	59,89	0,2%	60,00	62,41	-3,9%

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

variação sem ajuste por proventos

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

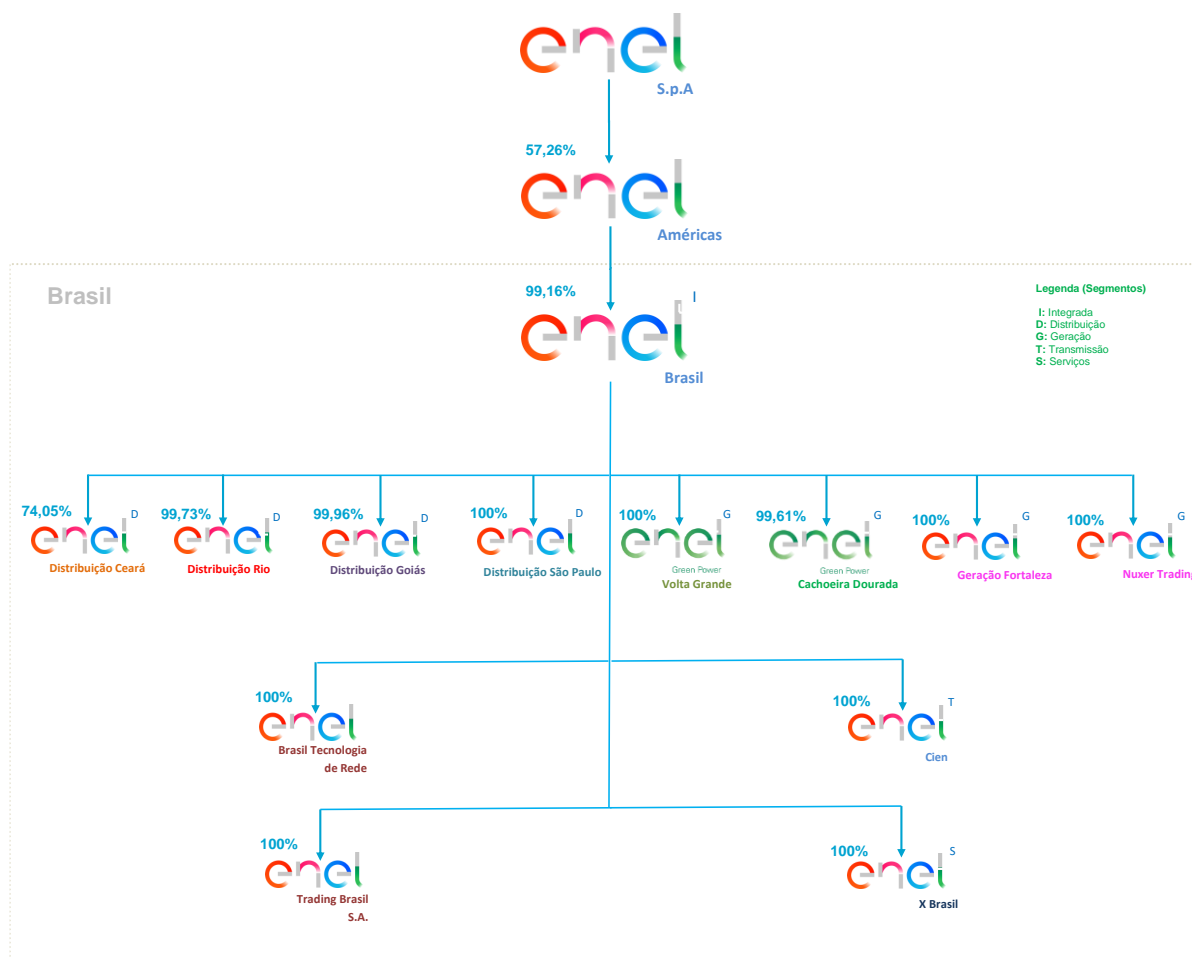
A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/12/2020)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Enel Brasil	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Não Controladores	1.003.692	2,09%	17.664.694	1.534.238	19.198.932	64,45%	20.202.624	25,95%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Onyx Latin América Equity Fund	-	-	1.629.400	-	1.629.400	5,47%	1.629.400	2,09%
MORGAN STANLEY	-	-	1.413.726	-	1.413.726	4,75%	1.413.726	1,82%
Outros	1.003.692	2,09%	10.653.812	3.097	10.656.909	35,77%	11.660.601	14,98%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

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

Posição em 31 de dezembro de 2020



DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Mercado Cativo	4.003.663	3.673.804	9,0%	3.957.746	1,2%	4.003.663	3.673.804	9,0%
Residencial - Convencional	2.402.429	2.019.652	18,0%	2.383.034	0,8%	2.402.429	2.019.652	19,0%
Residencial - Baixa Renda	773.619	814.798	-8,9%	742.266	4,2%	773.619	814.798	-5,1%
Industrial	6.197	6.522	-4,1%	6.255	-0,9%	6.197	6.522	-5,0%
Comercial	182.949	190.950	-3,7%	183.934	-0,5%	182.949	190.950	-4,2%
Rural	587.795	595.657	-0,6%	591.867	-0,7%	587.795	595.657	-1,3%
Setor Público	50.674	46.225	9,0%	50.390	0,6%	50.674	46.225	9,6%
Clientes Livres	463	339	36,6%	430	7,7%	463	339	36,6%
Industrial	151	118	19,5%	141	7,1%	151	118	28,0%
Comercial	302	212	30,7%	277	9,0%	302	212	42,5%
Rural	10	9	11,1%	10	-	10	9	11,1%
Setor Público	2	-	-	2	-	2	-	-
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.004.128	3.674.145	9,0%	3.958.178	1,2%	4.004.128	3.674.145	9,0%
Consumo Próprio	314	316	-0,6%	311	1,0%	314	316	-0,6%
Consumidores Ativos Não Faturados	315.004	242.185	30,1%	330.059	-4,6%	315.004	242.185	30,1%
Total - Número de Consumidores	4.319.446	3.916.646	10,3%	4.288.548	0,7%	4.319.446	3.916.646	10,3%

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

A Companhia encerrou 4T20 com um incremento de 9,0% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrado no 4T19. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado nas classes residencial convencional e setor público e reflete, sobretudo, resultado dos esforços em novas conexões no período.

No 4T20, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 158,0 milhões, e no acumulado do ano, R\$ 606,4 milhões.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.603	2.731	-4,7%	2.349	10,8%	9.646	10.012	-3,7%
Clientes Livres	630	561	12,3%	570	10,5%	2.118	2.182	-2,9%
Revenda	3	3	-	4	-25,0%	12	11	9,1%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.236	3.294	-1,8%	2.923	10,7%	11.776	12.205	-3,5%

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

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Residencial - Convencional	1.047	960	9,1%	941	11,2%	3.902	3.568	9,4%
Residencial - Baixa Renda	259	270	-4,1%	242	6,8%	976	1.036	-5,8%
Industrial	158	174	-9,2%	159	-1,0%	580	661	-12,3%
Comercial	417	509	-18,1%	370	12,6%	1.586	1.942	-18,3%
Rural	367	337	8,9%	296	24,0%	1.197	1.220	-1,9%
Setor Público	356	479	-25,7%	340	4,7%	1.405	1.585	-11,4%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.603	2.731	-4,7%	2.349	10,8%	9.646	10.012	-3,7%

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

A contração de 4,7% observada no mercado cativo em relação ao 4T19 é explicada, principalmente, pela pandemia do Covid-19, e consequente agravamento do contexto econômico na área de concessão. Contribuíram também os efeitos da migração de clientes do Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") para o Ambiente de Contratação Livre ("ACL"). No acumulado do ano, a redução foi de 3,7%, principalmente nas classes Comercial e Industrial, em função, sobretudo, dos mesmos efeitos comentados.

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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Residencial - Convencional	436	475	-8,2%	395	10,4%	1.624	1.767	-8,1%
Residencial - Baixa Renda	334	331	0,9%	326	2,5%	1.261	1.272	-0,9%
Industrial	25.428	26.745	-4,9%	25.448	-0,1%	93.594	101.320	-7,6%
Comercial	2.278	2.668	-14,6%	2.013	13,2%	8.667	10.172	-14,8%
Rural	624	567	10,1%	500	24,8%	2.036	2.049	-0,6%
Setor Público	7.033	10.360	-32,1%	6.756	4,1%	27.726	34.299	-19,2%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	650	743	-12,5%	594	9,4%	2.409	2.725	-11,6%

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

Clientes Livres
TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Industrial	444	426	4,2%	417	6,4%	1.510	1.696	-11,0%
Comercial	159	131	21,4%	127	26,0%	524	470	11,5%
Rural	5	4	25,0%	5	6,8%	18	16	12,5%
Setor Público	22	-	-	22	2,2%	65	-	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	630	561	12,3%	570	10,5%	2.118	2.182	-2,9%

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

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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Industrial	2.938	3.609	-18,6%	2.956	-0,6%	10.003	14.373	-30,4%
Comercial	528	616	-14,3%	457	15,5%	1.736	2.219	-21,8%
Rural	487	459	6,1%	456	6,8%	1.827	1.744	4,8%
Setor Público	11.215	-	-	10.977	2,2%	32.528	-	-
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	1.356	1.654	-18,0%	1.325	2,3%	4.555	6.437	-29,2%

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

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 4T20 em relação ao 4T19 (-18,1%) é atribuída, principalmente, a uma redução do padrão médio de consumo dos novos clientes livres industriais e comerciais, em comparação ao padrão de consumo dos que já se encontravam na base de clientes livres da Companhia no 4T19, agravados pelos efeitos da pandemia do Covid-19 e consequente contração da atividade econômica. No acumulado do ano, a redução verificada no consumo médio dos clientes livres, foi de 28,9%.

Compra de Energia
COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	676	678	-0,3%	676	-	2.692	2.690	0,1%
Angra 1 e 2	100	98	2,0%	100	-	397	389	2,1%
PROINFA	67	64	4,7%	63	6,3%	242	238	1,7%
Leilões e Quotas	2.555	2.394	6,7%	2.464	3,7%	9.790	9.439	3,7%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.398	3.234	5,1%	3.302	2,9%	13.122	12.755	2,9%
Liquidação na CCEE	(66)	39	<-100,0%	(231)	-71,4%	(871)	(532)	63,7%
Total - Compra de Energia	3.332	3.273	1,8%	3.070	8,5%	12.249	12.223	0,2%
Energia Distribuída	-	2	-100,0%	-	-	-	6	-100,0%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	3.332	3.275	1,7%	3.070	8,5%	12.249	12.230	0,2%

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

Balanco de Energia
BALANÇO DE ENERGIA*

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.944	3.833	2,9%	3.587	10,0%	14.102	14.186	-0,6%
Energia distribuída (GWh)	3.239	3.298	-1,8%	2.925	10,7%	11.821	12.220	-3,3%
Residencial - Convencional	1.047	960	9,1%	941	11,3%	3.907	3.568	9,5%
Residencial - Baixa Renda	259	270	-4,1%	242	7,0%	976	1.036	-5,8%
Industrial	158	174	-9,2%	159	-0,6%	581	661	-12,1%
Comercial	417	509	-18,1%	370	12,7%	1.585	1.942	-18,4%
Rural	367	337	8,9%	296	24,0%	1.225	1.220	0,4%
Setor Público	356	479	-25,7%	340	4,7%	1.403	1.585	-11,5%
Clientes Livres	630	561	12,3%	570	10,5%	2.118	2.182	-2,9%
Revenda	3	3	-	3	-	12	11	9,1%
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	3	-	12	14	-14,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	705	534	32,0%	662	6,5%	2.282	1.966	16,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	17,87%	15,99%	1,88 p.p	18,45%	-0,58 p.p	16,18%	13,86%	2,32 p.p

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

Indicadores Operacionais

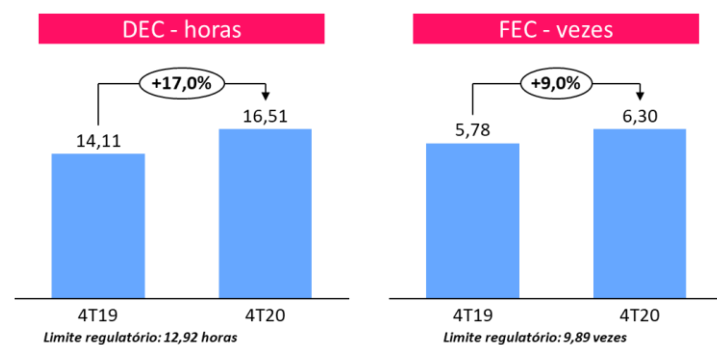
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	16,51	14,11	17,0%	14,82	11,4%	16,51	14,11	17,0%
FEC 12 meses (vezes)	6,30	5,78	9,0%	6,13	2,8%	6,30	5,78	9,0%
Perdas de Energia 12 meses (%)	16,18%	13,86%	2,32 p.p	15,10%	1,08 p.p	16,18%	13,86%	2,32 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,59%	99,30%	-0,71 p.p	98,80%	-0,21 p.p	98,59%	99,30%	-0,71 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	308	364	-15,4%	307	0,3%	1.119	1.348	-17,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	411	433	-5,1%	450	-8,7%	411	433	-5,1%
PMSO (3)/Consumidor	51,48	37,55	37,1%	43,40	18,6%	207,54	173,37	19,7%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.521	9.054	5,3%	9.534	10,4%	10.521	9.054	16,2%

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

(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

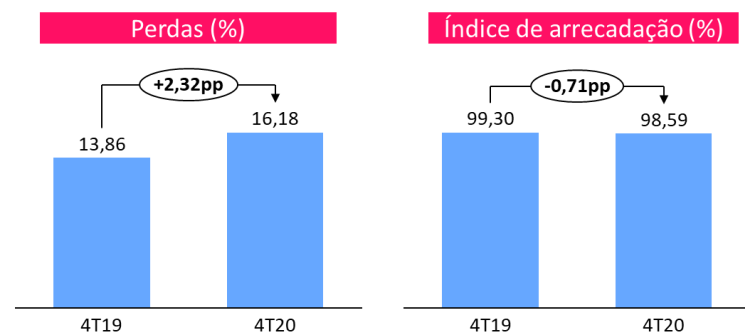
Qualidade do Fornecimento



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. O DEC apresentou um aumento de 17,0% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, enquanto o FEC apresentou um

incremento de 9,0%, como reflexo da redução no número de equipes de atendimento emergencial por causa da Pandemia da COVID-19 e ao elevado volume de chuvas registrado no período, contribuindo para o maior número de interferências na rede. A Companhia investiu R\$ 28,5 milhões em adequação à carga, qualidade e confiabilidade do sistema no 4T20, alcançando R\$ 94,8 milhões no acumulado do ano, com o objetivo de evolução dos indicadores de qualidade operacional.

Disciplina de Mercado¹



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 16,18%* no 4T20, um aumento de 2,32 p.p. em relação às perdas registradas em 4T19, de 13,86%*. O aumento é decorrente, principalmente, da maior agressividade em função do contexto econômico dos últimos trimestres, decorrente da pandemia do COVID-19, não obstante as medidas de auxílio à população

anunciadas pelo governo, além da redução na energia injetada no período, o que torna proporcionalmente mais representativo o volume de energia associado a perdas.

Em relação ao indicador de arrecadação, a redução de 0,71 pontos é reflexo, principalmente, dos efeitos da Pandemia do COVID-19, que foram amenizados, sobretudo, com a isenção do pagamento da conta de luz para o segmento de baixa renda. Além disso, a Companhia tem atuado no sentido de mitigar os impactos da Resolução Normativa 878/20 da ANEEL, que suspendeu temporariamente os cortes de energia, medida mais efetiva no combate a inadimplência, para a classe residencial e atividades consideradas essenciais. Para tal, foram realizadas ações de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equação de valores em aberto.

¹ Valores preliminares para o 4T20

* Valores não auditados pelos auditores independentes

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	2.449.070	2.170.078	12,9%	1.958.864	25,0%	8.252.217	7.838.130	5,3%
Deduções à Receita Operacional	(706.526)	(607.472)	16,3%	(573.201)	23,3%	(2.384.886)	(2.461.053)	-3,1%
Receita Operacional Líquida	1.742.544	1.562.606	11,5%	1.385.663	25,8%	5.867.331	5.377.077	9,1%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.608.683)	(1.307.677)	23,0%	(1.307.851)	23,0%	(5.474.042)	(4.813.219)	13,7%
EBITDA(3)*	214.168	321.424	-33,4%	153.460	39,6%	684.012	814.208	-16,0%
Margem EBITDA*	12,29%	20,57%	-8,28 p.p	11,07%	1,22 p.p	11,66%	15,14%	-3,48 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	14,28%	23,77%	-9,49 p.p	13,31%	0,97 p.p	13,96%	17,53%	-3,57 p.p
EBIT(4)*	133.861	254.929	-47,5%	77.812	72,0%	393.289	563.858	-30,3%
Margem EBIT*	7,68%	16,31%	-8,63 p.p	5,62%	2,06 p.p	6,70%	10,49%	-3,79 p.p
Resultado Financeiro	41.705	(7.710)	<-100,0%	(15.541)	<-100,0%	(24.612)	(71.931)	-65,8%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(67.100)	(41.635)	61,2%	(14.310)	>100,0%	(103.496)	(87.022)	18,9%
Lucro Líquido	108.466	205.584	-47,2%	47.961	>100,0%	265.181	404.905	-34,5%
Margem Líquida	6,22%	13,16%	-6,94 p.p	3,46%	2,76 p.p	4,52%	7,53%	-3,01 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	7,23%	15,20%	-7,97 p.p	4,16%	3,07 p.p	5,41%	8,72%	-3,31 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,39	2,64	-47,2%	0,62	>100,0%	3,41	5,20	-34,5%

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

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.740.345	1.800.175	-3,3%	1.493.234	16,5%	6.146.176	6.136.446	0,2%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(8.236)	(3.549)	>100,0%	(13.866)	-40,6%	(28.172)	(25.298)	11,4%
Subvenção baixa renda	50.567	49.048	3,1%	48.312	4,7%	259.302	190.385	36,2%
Subvenção de recursos da CDE	72.256	82.898	-12,8%	61.048	18,4%	256.747	262.949	-2,4%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.854.932	1.928.572	-3,8%	1.588.728	16,8%	6.634.053	6.564.482	1,1%
Ativos e passivos financeiros setoriais	248.094	44.374	>100,0%	40.456	>100,0%	264.818	62.165	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	74.001	(70.760)	<-100,0%	64.953	13,9%	255.974	235.744	8,6%
Receita de construção	243.031	210.311	15,6%	232.981	4,3%	969.072	732.765	32,2%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	35.520	-100,0%	-	-	11.466	129.877	-91,2%
Outras receitas	29.012	22.061	31,5%	31.746	-8,6%	116.834	113.097	3,3%
Total - Receita Operacional Bruta	2.449.070	2.170.078	12,9%	1.958.864	25,0%	8.252.217	7.838.130	5,3%

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

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 12,9% no 4T20 em relação ao 4T19. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 4T20, alcançou o montante de R\$ 2,21 bilhão, um aumento de R\$ 246,3 milhões em relação ao 4T19, cujo montante foi de R\$ 1,96 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em R\$ 203,7 milhões, em função principalmente, da constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento de R\$ 144,8 milhões na rubrica de Receita de uso da rede elétrica em relação ao 4T19, devido basicamente, à reclassificação da taxa de energia (TE) dos clientes livres realizada no quarto trimestre de 2019.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de 3,3% na receita pelo fornecimento de energia elétrica (R\$ 59,8 milhões) como resultado, principalmente, do menor volume de energia distribuído no período (3.239 GWh no 4T20 vs. 3.298 GWh no 4T19), efeito do agravamento da situação econômica decorrente da pandemia do COVID-19;
- Redução de R\$ 35,5 milhões na receita oriunda do Mecanismo de Venda de Energia Excedente (MVE), o qual permite a comercialização de excedente de contratação de energia elétrica, em razão, da Companhia, no 4T20, não ter aderido ao mecanismo.

No acumulado do ano, a receita operacional bruta da Companhia apresentou uma variação positiva de 5,3 %, ou R\$ 414,1 milhões, em relação ao ano 2019, totalizando R\$ 8,3 bilhões. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, em 2020, alcançou o montante de R\$ 7,3 bilhões, o que representa um aumento de 2,5% (R\$ 177,8 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 7,1 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes fatores:

- Aumento na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em R\$ 202,7 milhões, em função principalmente da constituição de ativo regulatório no período; e
- Aumento de R\$ 68,9 milhões na rubrica de subvenção de baixa renda, principalmente resultado do auxílio promovido pela Medida Provisória 950.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de R\$ 118,4 milhões na receita oriunda da venda de energia excedente (MVE), em razão, da Companhia, em 2020, ter participado do mecanismo em menor volume.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
ICMS	(438.373)	(424.158)	3,4%	(373.082)	17,5%	(1.551.772)	(1.533.083)	1,2%
COFINS - corrente	(146.231)	(120.086)	21,8%	(109.070)	34,1%	(469.474)	(476.269)	-1,4%
PIS - corrente	(31.747)	(26.072)	21,8%	(23.680)	34,1%	(101.925)	(103.401)	-1,4%
ISS	(1.218)	(855)	42,5%	(1.311)	-7,1%	(5.134)	(3.294)	55,9%
Total - Tributos	(617.569)	(571.171)	8,1%	(507.143)	21,8%	(2.128.305)	(2.116.047)	0,6%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(14.816)	(13.384)	10,7%	(11.364)	30,4%	(48.173)	(45.721)	5,4%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(72.418)	(21.350)	>100,0%	(53.022)	36,6%	(201.879)	(293.252)	-31,2%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(1.723)	(1.567)	10,0%	(1.672)	3,1%	(6.529)	(6.033)	8,2%
Total - Encargos Setoriais	(88.957)	(36.301)	>100,0%	(66.058)	34,7%	(256.581)	(345.006)	-25,6%
Total - Deduções da Receita	(706.526)	(607.472)	16,3%	(573.201)	23,3%	(2.384.886)	(2.461.053)	-3,1%

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

As deduções da receita no 4T20 apresentaram um aumento de R\$ 99,1 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de R\$ 51,7 milhões nos encargos setoriais relativo a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.
- Aumento de 8,1% (R\$ 46,4 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de PIS corrente e COFINS corrente.

No ano de 2020, as deduções da receita totalizaram R\$ 2.384,9 milhões, contra R\$ 2.461,1 milhões em 2019, redução de 3,1% ou R\$ 76,2 milhões, resultado, sobretudo, da redução de encargos setoriais, principalmente quotas da CDE.

Custos e Despesas Operacionais

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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(885.352)	(794.346)	11,5%	(695.548)	27,3%	(2.914.038)	(2.875.370)	1,3%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(186.579)	(75.716)	>100,0%	(114.586)	62,8%	(405.103)	(281.557)	43,9%
Total - Não gerenciáveis	(1.071.931)	(870.062)	23,2%	(810.134)	32,3%	(3.319.141)	(3.156.927)	5,1%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(45.235)	(32.876)	37,6%	(37.629)	20,2%	(166.529)	(163.443)	1,9%
Material e Serviços de Terceiros	(121.215)	(108.636)	11,6%	(114.160)	6,2%	(452.228)	(388.257)	16,5%
Depreciação e Amortização	(80.307)	(66.495)	20,8%	(75.648)	6,2%	(290.723)	(250.350)	16,1%
Custos de Desativação de Bens	(7.804)	(15.990)	-51,2%	(5.236)	49,0%	(24.746)	(28.305)	-12,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	37.210	8.710	>100,0%	(5.962)	<-100,0%	(81.541)	(42.918)	90,0%
Custo de Construção	(243.032)	(210.311)	15,6%	(232.981)	4,3%	(969.072)	(732.765)	32,2%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(7.727)	8.399	<-100,0%	7.146	<-100,0%	(28.684)	(22.301)	28,6%
Perda de recebíveis de clientes	(14.487)	(15.908)	-8,9%	(16.509)	-12,2%	(40.917)	(28.910)	41,5%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	16.766	2.243	>100,0%	2.268	>100,0%	26.090	34.171	-23,6%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(70.921)	(6.751)	>100,0%	(19.006)	>100,0%	(126.551)	(33.214)	>100,0%
Total - Gerenciáveis	(536.752)	(437.615)	22,7%	(497.717)	7,8%	(2.154.901)	(1.656.292)	30,1%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.608.683)	(1.307.677)	23,0%	(1.307.851)	23,0%	(5.474.042)	(4.813.219)	13,7%

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

Os custos e despesas operacionais no 4T20 em relação ao 4T19 apresentaram um incremento de R\$ 301,0 milhões, ou 23,0%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 4T20, alcançaram o montante de R\$ 1.365,7 milhões, 24,4% ou R\$ 268,3 milhões superior ao montante registrado no 4T19, de R\$ 1.097,4 milhões. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:

- Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis, de R\$ 201,9 milhões, no 4T20:

Esse aumento, de 23,2%, está associado principalmente aos maiores encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R\$ 110,9 milhões, refletindo o aumento no reajuste anual das transmissoras em julho e aumento de custo de energia comprada para revenda.

- Aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 66,4 milhões, no 4T20, excluindo o efeito do custo de construção. Esse incremento é explicado por:
 - Aumento nos Custos com pessoal no valor de R\$ 12,4 milhões, em função, principalmente, da antecipação do abono salarial previsto em acordo coletivo;
 - Aumento nas despesas com materiais e serviços de terceiros em R\$ 12,6 milhões, principalmente, em função dos maiores gastos com manutenção e intervenções na rede, objetivando melhoria da qualidade;
 - Aumento no grupo de outras despesas operacionais no montante de R\$ 64,2 milhões, justificado principalmente pelo resultado da reconciliação dos saldos contábeis com os sistemas comerciais.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por menor Provisão para Créditos de Liquidação duvidosa decorrente, sobretudo, de intensificação no processo de cobrança no quarto trimestre com o fim da suspensão dos cortes de energia por meio da REN 878/20, da ANEEL.

No acumulado do ano, os custos e despesas operacionais apresentaram um incremento de R\$ 660,8 milhões, ou 13,7%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia em 2020, alcançaram o montante de R\$ 4.504,9 milhões, 10,4% ou R\$ 424,5 milhões superior ao montante registrado 2019, de R\$ 4.080,4 milhões. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:

- Aumento dos custos não-gerenciáveis em R\$ 162,2 milhões, 5,1% superior ao registrado em 2019, decorrente dos seguintes fatores:
 - Aumento nos encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R\$ 123,5 milhões, sobretudo referente as rubricas de ESS – encargos do serviço do sistema, incluindo segurança energética, refletindo medidas de mitigação dos impactos da pandemia do COVID-19 concedidas pela ANEEL; e
 - Aumento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda R\$ 38,7 milhões.
- Aumento dos custos e despesas gerenciáveis em R\$ 498,6 milhões, 13,7% superior ao registrado em 2019. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia em 2020, alcançaram o montante de R\$ 1.185,8 milhões, 24,4% ou R\$ 262,3 milhões superior ao montante registrado 2019, de R\$ 923,5 milhões. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:
 - Aumento de R\$ 64,0 milhões com despesas de materiais e serviços de terceiros, decorrente, sobretudo, da adequação de processos técnicos e comerciais visando à melhoria da qualidade de atendimento e do fornecimento de energia elétrica, bem como a aquisição de equipamentos de proteção individual no contexto de prevenção ao COVID-19, e adequações tecnológicas;
 - Aumento de R\$ 38,6 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em razão do efeito negativo provocado pela deterioração econômica registrada no trimestre decorrente da pandemia do COVID-19, além da suspensão dos cortes de energia por meio da REN 878/20, da ANEEL.
 - Menor receita de multa por impontualidade de clientes, em R\$ 12,0 milhões, conforme mencionado anteriormente;
 - Aumento de R\$ 93,3 milhões no grupo de outras despesas operacionais, justificado principalmente pelo resultado da reconciliação dos saldos contábeis com os sistemas comerciais.

EBITDA

A seguir apresentamos a conciliação dos valores que compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, 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)
Lucro Líquido do Exercício	108.466	205.584	-47,2%	47.961	>100,0%	265.181	404.905	-34,5%
(+) Tributo sobre o Lucro (Nota explicativa 32)	67.100	41.635	61,2%	14.310	>100,0%	103.496	87.022	18,9%
(+) Resultado Financeiro (Nota explicativa 31)	(41.705)	7.710	<-100,0%	15.541	<-100,0%	24.612	71.931	-65,8%
(=) EBIT	133.861	254.929	-47,5%	77.812	72,0%	393.289	563.858	-30,3%
(+) Depreciações e Amortizações (Nota explicativa 30)	80.307	66.495	20,8%	75.648	6,2%	290.723	250.350	16,1%
(=) EBITDA	214.168	321.424	-33,4%	153.460	39,6%	684.012	814.208	-16,0%

(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)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	1.987	2.429	-18,2%	1.994	-0,4%	6.102	13.145	-53,6%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	27.086	7.912	>100,0%	17.251	57,0%	63.502	31.239	>100,0%
Receita de ativo indenizável	90.704	27.933	>100,0%	24.792	>100,0%	125.733	97.178	29,4%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(12.931)	-	-	(1.459)	>100,0%	(5.809)	-	-
Variação Cambial	(880)	(903)	-2,5%	1.292	<-100,0%	5.403	1.497	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(88.784)	14.600	<-100,0%	38.203	<-100,0%	145.440	19.086	>100,0%
Outras receitas financeiras	7.095	489	>100,0%	1.134	>100,0%	9.561	9.698	-1,4%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(999)	1.150	<-100,0%	(1.373)	-27,2%	(3.665)	(1.430)	>100,0%
Total - Receitas Financeiras	23.278	53.610	-56,6%	81.834	-71,6%	346.267	170.413	>100,0%
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívida e Debêntures	(26.147)	(4.793)	>100,0%	(10.852)	>100,0%	(44.937)	(34.535)	30,1%
Variações cambial de dívidas	90.554	(1.248)	<-100,0%	(38.790)	<-100,0%	(146.614)	(1.248)	>100,0%
Encargos de Dívidas e Juros de Debêntures	(24.981)	(29.817)	-16,2%	(23.116)	8,1%	(96.434)	(129.593)	-25,6%
Encargos fundo de pensão	(1.405)	(2.266)	-38,0%	(1.579)	-11,0%	(6.143)	(9.067)	-32,2%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	(1.204)	-100,0%	214	-100,0%	-	(3.057)	-100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(10.104)	(441)	>100,0%	(4.996)	>100,0%	(26.770)	(14.451)	85,2%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	435	(15.873)	<-100,0%	(705)	<-100,0%	(4.089)	(21.284)	-80,8%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(267)	(450)	-40,7%	(2.474)	-89,2%	(5.092)	(10.702)	-52,4%
Outras despesas financeiras	(9.658)	(5.228)	84,7%	(15.077)	-35,9%	(40.800)	(16.060)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	18.427	(61.320)	<-100,0%	(97.375)	<-100,0%	(370.879)	(242.344)	53,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	41.705	(7.710)	<-100,0%	(15.541)	<-100,0%	(24.612)	(71.931)	-65,8%

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

O Resultado Financeiro líquido da Companhia encerrou o 4T20 com uma receita líquida de R\$ 41,7 milhões, uma melhora de R\$ 49,4 milhões em relação ao trimestre do ano anterior. Essa melhora se dá, principalmente pelo (i) aumento da receita de ativo indenizável, em um montante de R\$ 62,8 milhões, em função do reconhecimento dos efeitos da revisão tarifária, atualizados pela variação do IPCA acumulado; e (ii) maior receita de juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes em um montante de R\$ 19,2 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela maior despesa com variações monetárias de dívida e debêntures, no valor de R\$ 21,4 milhões, em relação ao 4T19.

No acumulado do ano, as despesas financeiras líquidas da Companhia totalizaram R\$ 24,6 milhões, resultado melhor em R\$ 47,3 milhões do que o registrado em 2019 de R\$ 71,9 milhões. Essa variação explica-se, sobretudo, pela: (i) aumento da receita de ativo indenizável, em um montante de R\$ 28,6 milhões, em função do reconhecimento dos efeitos da revisão tarifária, atualizados pela variação do IPCA acumulado; (ii) aumento na receita de Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes no montante de R\$ 32,3 milhões, em comparação com o ano de 2019; e (iii) diminuição de encargos de dívidas e juros de debêntures, em R\$ 33,2 milhões, decorrente sobretudo do menor CDI do período. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento na atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas no montante de R\$ 12,3 milhões em relação ao ano anterior e maior despesa com variações monetárias de dívida e debêntures atreladas ao IPCA.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
IR e CSLL	(83.411)	(83.870)	-0,5%	(21.380)	>100,0%	(149.576)	(161.294)	-7,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	16.311	42.235	-61,4%	7.070	>100,0%	46.080	74.272	-38,0%
Total	(67.100)	(41.635)	61,2%	(14.310)	>100,0%	(103.496)	(87.022)	18,9%

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

As despesas totais, líquidas, com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Incentivos Fiscais (Sudene) no 4T20, registraram um aumento de R\$ 25,5 milhões, devido à redução do incentivo fiscal SUDENE gerado por menor base incentivada. No acumulado do ano as despesas totais, líquidas, com IR, CSLL e Incentivos fiscais (Sudene) registraram aumento de R\$ 16,5 milhões.

Endividamento

INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	2.425.793	2.199.834	10,3%	2.706.587	-10,4%	2.425.793	2.199.834	10,3%
Dívida com Terceiros	2.425.793	2.199.834	10,3%	2.706.587	-10,4%	2.425.793	2.199.834	10,3%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	258.391	168.638	53,2%	634.189	-59,3%	258.391	168.638	53,2%
Dívida líquida (R\$ mil)	2.167.402	2.031.196	6,7%	2.072.398	4,6%	2.167.402	2.031.196	6,7%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	3,55	3,04	16,5%	3,42	3,7%	3,55	3,04	16,5%
Dívida Líquida / EBITDA(3)*	3,17	2,81	12,8%	2,62	20,9%	3,17	2,81	12,8%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,43	0,41	3,6%	0,46	-6,8%	0,43	0,41	3,6%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,40	0,39	1,7%	0,39	3,0%	0,40	0,39	1,7%

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

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia encerrou o 4T20 em R\$ 2.425,8 milhões, um incremento de R\$ 226,0 milhões em relação ao 4T19. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para investimentos e capital de giro (R\$ 500 milhões captados por meio de operações bancárias 4131 e R\$ 663 mil em operação subsidiada junto ao FINEP), em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 145 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 331 milhões e R\$ 94 milhões.

A Companhia encerrou o 4T20 com o custo médio da dívida no período de 5,91% a.a., ou CDI + 3,05% a.a.

Colchão de Liquidez*

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro de 2020, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 80 milhões em linha de crédito bancária para uso em eventual necessidade imediata de caixa.

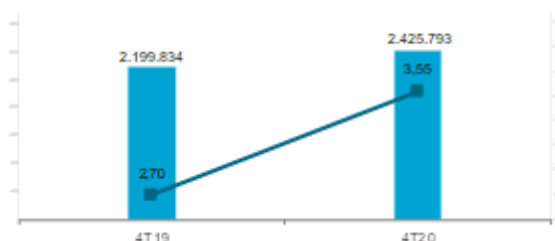
Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 800 milhões.

Classificação de Riscos (Rating)

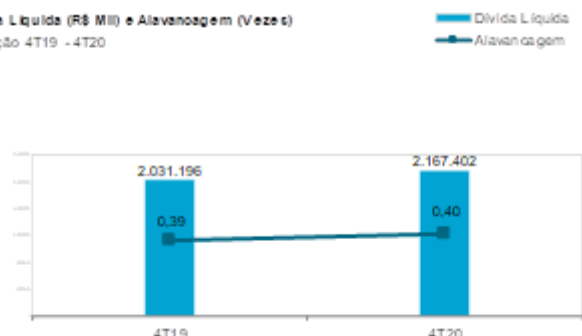
Em 14 de setembro de 2020, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

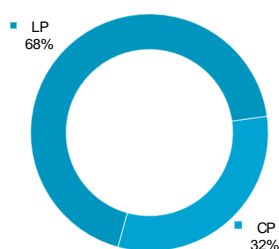
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 4T19 - 4T20



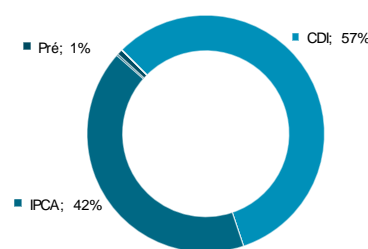
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 4T19 - 4T20



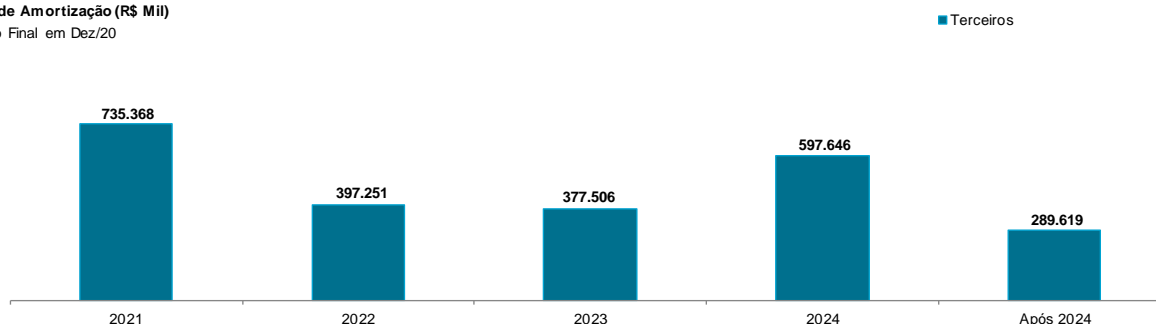
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Dez/20



Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Set/20



Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final em Dez/20



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	4T20	4T19	Var. %	3T20	Var. % (1)	2020	2019	Var. % (2)
Novas Conexões	158.004	113.123	39,7%	154.354	2,4%	606.389	423.472	43,2%
Rede	38.345	35.235	8,8%	32.478	18,1%	133.919	123.675	8,3%
Combate às Perdas	9.803	17.096	-42,7%	9.042	8,4%	39.077	52.613	-25,7%
Qualidade do Sistema Elétrico	19.539	5.835	>100,0%	14.433	35,4%	44.331	30.065	47,5%
Adequação à carga	9.003	12.304	-26,8%	9.003	-	50.511	40.997	23,2%
Outros	38.952	48.472	-19,6%	51.601	-24,5%	169.923	144.209	17,8%
Total Investido (3)	235.301	211.271	11,37%	238.433	-1,3%	910.231	732.486	24,3%
Aportes / Subsídios	-	-	-	-	-	(11.772)	(6.828)	72,4%
Investimento Líquido	235.301	211.271	11,4%	238.433	-1,3%	898.459	725.658	23,8%

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

(3) Valores de 2019 consideram Variações de Estoque (R\$ 21.940 milhões no 3T20 e R\$ 27.072 milhões no 9M20). Valor total não considera capitalização de juros sobre obras em andamento

No 4T20, a Companhia investiu R\$ 235,3 milhões, um aumento de 11,4% em comparação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na expansão, por meio de novas conexões, e em atividades de melhoria da qualidade do sistema elétrico. No acumulado do ano, a Companhia investiu R\$ 898,5 milhões, volume 23,8% superior ao investido em 2019, com foco em novas conexões e adequação da infraestrutura para aumento de carga e expansão do sistema.

Reajuste Tarifário 2020

Em 14 de abril de 2020, a ANEEL homologou o índice de Reajuste Tarifário Anual da Enel Distribuição Ceará, a vigorar a partir de 22 de abril de 2020 até 21 de abril de 2021, que conduziu ao efeito médio percebido pelos consumidores de 3,94%, sendo 3,78% para os consumidores em alta tensão e 4,00% para os consumidores em baixa tensão.

No entanto, em função da pandemia do coronavírus, os efeitos de aplicação das tarifas provenientes deste processo tarifário foram suspensos até o dia 30 de junho de 2020 com a manutenção da aplicação das tarifas atualmente vigentes, constantes da Resolução Homologatória nº 2.530/2019.

Porém, foi reconhecido o direito da Enel CE referente à não aplicação das tarifas homologadas no período, em valor estimado de R\$ 36,2 milhões. Esse montante formou uma CVA positiva que será repassada via tarifa a partir do próximo reajuste tarifário em 2021.

Além disso, a empresa foi autorizada a realizar a dedução no valor do recolhimento das cotas mensais da CDE à CCEE para as competências de maio, junho e julho de 2020 (de R\$ 12,1 milhões mensais). Contudo, deverá recompor tais valores ao fundo setorial a partir da competência de agosto de 2020, com a devida correção dos valores pela Taxa Selic.

Bandeira Tarifária

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: condições favoráveis de geração de energia. 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 função da pandemia, a ANEEL decidiu, por meio do Despacho nº1.511/20, suspender, em caráter excepcional e temporário, a aplicação das Bandeiras Tarifárias e acionar a bandeira verde até 31 de dezembro de 2020. Desta forma, 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.

As bandeiras tarifárias que vigoraram no ano de 2019 e 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 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

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

Em 18 de dezembro de 2018, a Resolução Homologatória n.º 2.498 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2019. O PLD máximo foi fixado em R\$ 513,89/MWh e o valor mínimo em R\$ 42,35/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2019.

Em 17 de dezembro de 2019, a Resolução Homologatória n.º 2.655 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2020. O PLD máximo foi fixado em R\$ 559,75/MWh e o valor mínimo em R\$ 39,68/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2020.

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

Conta-Covid

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

Em 22 de julho de 2020, foram assinados os contratos entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e 16 instituições financeiras para formalizar e viabilizar os empréstimos para as distribuidoras de energia elétrica.

Em 31 de julho de 2020, iniciou-se, por meio do Despacho ANEEL nº 2.177, o recebimento pelas concessionárias dos recursos da conta-Covid. A Enel Ceará recebeu um total de R\$ 530,4 milhões ao longo dos meses de julho a dezembro de 2020.

Em 19 de agosto de 2020, a ANEEL abriu a 2ª fase da Consulta Pública nº 035/20, com o objetivo de regulamentar o Art 6º do Decreto 10.350/20, que trata da recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de distribuição.

Em 16 de dezembro de 2020, a ANEEL, após avaliar as contribuições recebidas, decidiu abrir uma 3ª fase de discussão sobre as regras para o reequilíbrio econômico devido à pandemia. Vale destacar que em tal fase

da consulta, a ANEEL também vai discutir a gradação do benefício do referido empréstimo, para alocação do spread bancário entre os consumidores e os distribuidores de energia elétrica.

Sobrecontratação Involuntária

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.