

Comentários de Desempenho

Earnings Release 1T21

Enel Distribuição Goiás

CELG Distribuição S.A

30 de abril de 2021

Relações com Investidores

Michelle Rodrigues Nogueira

Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Isabel Regina Alcantara

Responsável por Relações com Investidores

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

Goiânia, 30 de abril de 2021 – A CELG Distribuição S.A (“Enel Distribuição Goiás” ou “Companhia”), distribuidora de energia elétrica que atende 237 municípios no estado de Goiás (7 milhões de habitantes) divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2020 (1T21). 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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	3.522	3.449	2,1%	3.926	-10,3%
Receita Bruta (R\$ mil)	3.033.289	2.478.080	22,4%	3.248.371	-6,6%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.968.893	1.530.198	28,7%	2.169.458	-9,2%
EBITDA (2) (R\$ mil)	199.234	88.917	>100,0%	327.593	-39,2%
Margem EBITDA (%)	10,12%	5,81%	4,31 p.p	15,10%	-4,98 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	12,24%	6,79%	5,45 p.p	19,06%	-6,82 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	96.632	1.650	>100,0%	241.194	-59,9%
Margem EBIT (%)	4,91%	0,11%	4,80 p.p	11,12%	-6,21 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	23.259	(46.029)	<-100,0%	118.280	-80,3%
Margem Líquida	1,18%	-3,01%	4,19 p.p	5,45%	-4,27 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	1,43%	-3,51%	4,94 p.p	6,88%	-5,45 p.p
CAPEX (R\$ mil)	269.580	190.353	41,6%	399.153	-32,5%
DEC (12 meses)*	17,31	19,78	-12,5%	17,03	1,6%
FEC (12 meses)*	9,82	10,14	-3,2%	9,61	2,2%
Índice de Arrecadação (12 meses)	98,41%	98,76%	-0,35 p.p	98,27%	0,14 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	11,52%	12,31%	-0,79 p.p	11,39%	0,13 p.p
Nº de Consumidores Totais	3.229.106	3.132.527	3,1%	3.207.025	0,7%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.124	1.062	5,8%	1.123	0,1%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	244	269	-9,3%	279	-12,5%
PMSO (4)/Consumidor	81,46	101,48	-19,7%	59,53	36,8%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	224	244	-8,2%	228	-1,8%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	14.417	12.827	12,4%	14.063	2,5%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

(2) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização, (3) EBIT: resultado do serviço e (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Enel Distribuição Goiás fornece energia elétrica a todos os 237 municípios do Estado de Goiás, em uma área de 337 mil km². A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,2 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 7 milhões de habitantes.

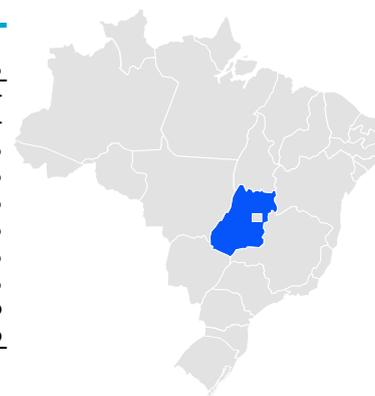
DADOS GERAIS*

	1T21	1T20	Var. %
Área de Concessão (km ²)	336.871	336.871	-
Municípios (Qte.)	237	237	-
Habitantes (Qte.) (1)	7.113.540	7.018.354	1,4%
Consumidores (Unid.)	3.229.106	3.132.527	3,1%
Linhas de Distribuição (Km)	219.131	215.847	1,5%
Linhas de Transmissão (Km)	6.009	6.005	0,1%
Subestações (Unid.)	357	352	1,4%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	14.528	14.269	1,8%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	3,71%	3,80%	-0,09 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	3,05%	3,00%	0,05 p.p

(1) Estimativa do número de Habitantes de Goiás de acordo com a projeção da população divulgada anualmente pelo IBGE

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

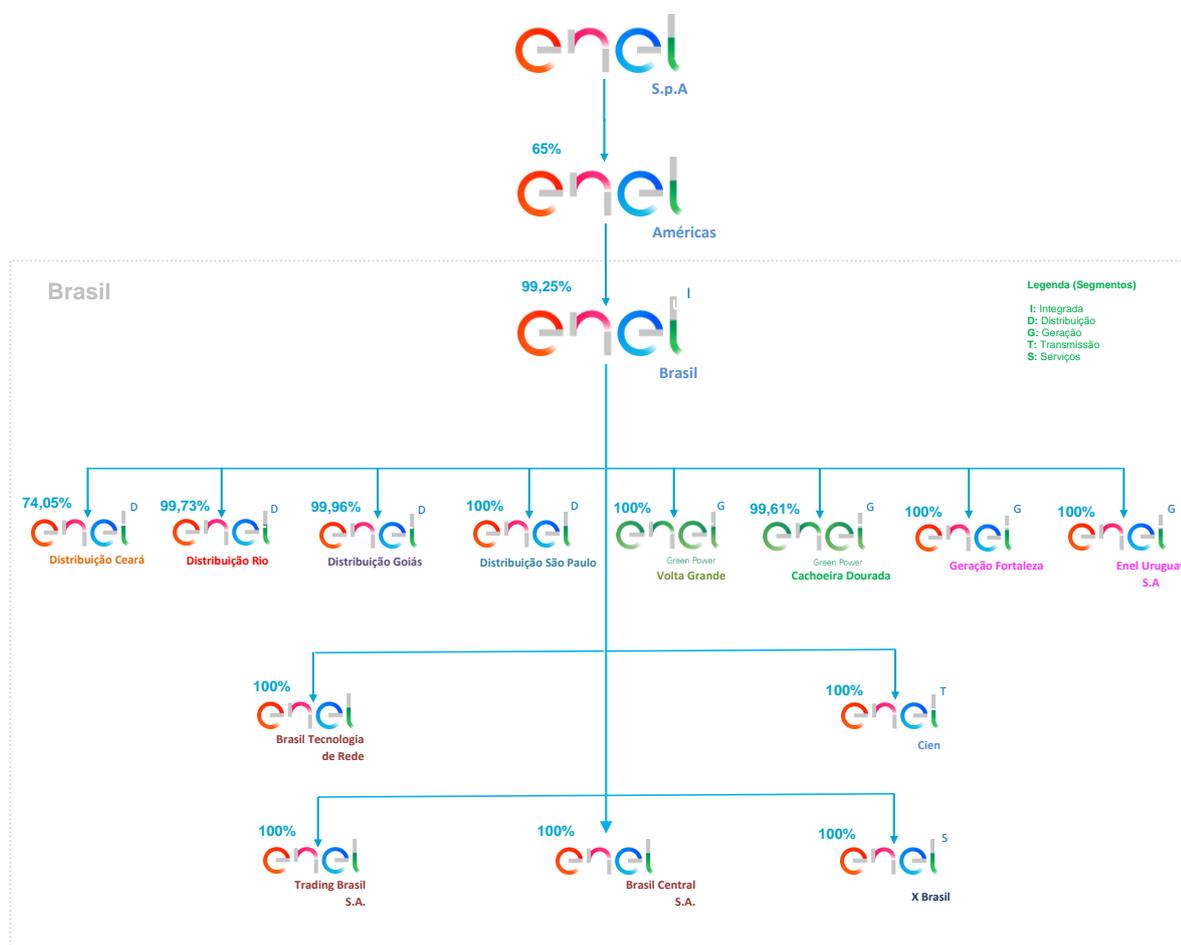
(3) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE



* Dados prévios referente ao 1T21

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Posição em 31 de março de 2021



ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2021)

	ON (1)	%	TOTAL	%
Controladores	282.965.232	99,96%	282.965.232	99,96%
Enel Brasil S/A	282.965.232	99,96%	282.965.232	99,96%
Não Controladores	102.022	0,04%	102.022	0,04%
Minoritários	102.022	0,04%	102.022	0,04%
Totais	283.067.254	100,00%	283.067.254	100,00%

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

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Mercado Cativo	3.140.396	3.010.053	4,3%	3.113.296	0,9%
Residencial - Convencional	2.461.398	2.387.257	3,1%	2.409.788	2,1%
Residencial - Baixa Renda	237.612	193.218	23,0%	265.626	-10,5%
Industrial	8.556	8.649	-1,1%	8.616	-0,7%
Comercial	206.758	205.759	0,5%	205.728	0,5%
Rural	203.794	193.220	5,5%	201.315	1,2%
Setor Público	22.278	21.950	1,5%	22.223	0,2%
Cientes Livres	528	346	52,6%	457	15,5%
Industrial	291	223	30,5%	265	9,8%
Comercial	233	121	92,6%	189	23,3%
Rural	3	1	>100,0%	2	50,0%
Setor Público	1	1	-	1	-
Revenda	7	7	-	7	-
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	3.140.931	3.010.406	4,3%	3.113.760	0,9%
Consumo Próprio	542	519	4,4%	531	2,1%
Consumidores Ativos Não Faturados	87.633	121.602	-27,9%	92.734	-5,5%
Total - Número de Consumidores	3.229.106	3.132.527	3,1%	3.207.025	0,7%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

A companhia encerrou o 1T21 com um aumento de 4,3% no número de clientes efetivos faturados em relação ao 1T20, justificado pelo aumento de clientes nas classes residencial baixa renda e rural. No 1T21, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 100,8 milhões.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.645	2.654	-0,3%	3.036	-12,9%
Cientes Livres	873	791	10,4%	885	-1,4%
Revenda	1	-	-	2	-50,0%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.519	3.445	2,1%	3.923	-10,3%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Residencial - Convencional	1.262	1.214	4,0%	1.387	-9,0%
Residencial - Baixa Renda	114	76	50,0%	120	-5,0%
Industrial	118	161	-26,7%	159	-25,8%
Comercial	474	541	-12,4%	538	-11,9%
Rural	336	300	12,0%	449	-25,2%
Setor Público	341	362	-5,8%	383	-11,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.645	2.654	-0,3%	3.036	-12,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

O volume de venda de energia no mercado cativo no 1T21 apresentou uma redução de 0,3% em relação ao 1T20, justificado pelas quedas de 26,7%, 12,4% e 5,8% nas classes industrial, comercial e rural, respectivamente. Essas reduções foram parcialmente compensadas pelo aumento nas classes residencial convencional, residencial baixa renda e rural.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Industrial	783	722	8,4%	799	-2,0%
Comercial	89	69	29,0%	85	4,7%
Rural	1	-	-	1	-
Setor Público	-	1	-100,0%	-	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	873	791	10,4%	885	-1,4%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Industrial	2.690	3.238	-16,9%	3.015	-10,8%
Comercial	381	570	-33,2%	450	-15,3%
Rural	481	-	-	500	-3,8%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	1.653	2.286	-27,7%	1.937	-14,7%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

No 1T21, a expansão de 10,4% no volume de energia distribuída ao mercado livre foi decorrente, principalmente, da migração de clientes oriundos do ACR (Ambiente de Contratação Regulado – o mercado cativo). Em relação ao volume per capita que apresentou uma redução de 27,7% no trimestre é atribuída, principalmente, ao menor padrão de consumo dos novos clientes vindos do ACR, agravados pelos efeitos da pandemia do COVID-19 na classe comercial.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Itaipu	616	618	-0,3%	629	-2,1%
Angra 1 e 2	117	116	0,9%	117	-
PROINFRA	57	60	-5,0%	73	-21,9%
Leilões e Quotas	2.724	2.663	2,3%	2.981	-8,6%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.516	3.458	1,7%	3.800	-7,5%
Liquidação na CCEE	(347)	(283)	22,6%	(377)	-8,0%
Total - Compra de Energia	3.168	3.175	-0,2%	3.423	-7,4%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Balanco de Energia

BALANCO DE ENERGIA*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	4.022	3.933	2,3%	4.324	-7,0%
Energia distribuída (GWh)	3.522	3.449	2,1%	3.926	-10,3%
Residencial - Convencional	1.262	1.214	4,0%	1.387	-9,0%
Residencial - Baixa Renda	114	76	50,0%	120	-5,0%
Industrial	118	161	-26,7%	159	-25,8%
Comercial	474	541	-12,4%	538	-11,9%
Rural	336	300	12,0%	449	-25,2%
Setor Público	341	362	-5,8%	383	-11,0%
Clientes Livres	873	792	10,2%	885	-1,4%
Revenda	1	-	-	2	-50,0%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-
Perdas na Distribuição - Sistema Celg (GWh)	500	484	3,3%	398	25,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Celg (%)	12,43%	12,31%	0,12 p.p	9,20%	3,23 p.p

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

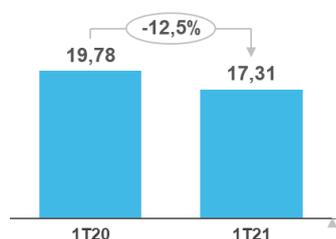
	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)*	17,31	19,78	-12,5%	17,03	1,6%
FEC 12 meses (vezes)*	9,82	10,14	-3,2%	9,61	2,2%
Perdas de Energia 12 meses (%)*	11,52%	12,31%	-0,79 p.p	11,39%	0,13 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,41%	98,76%	-0,35 p.p	98,27%	0,14 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	244	269	-9,1%	279	-12,5%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	224	244	-8,3%	228	-1,8%
PMSO (2)/Consumidor	81,46	101,48	-19,7%	59,53	36,8%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	14.417	12.827	12,4%	14.063	2,5%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

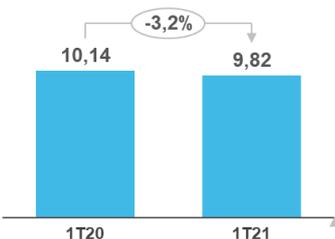
(2) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Qualidade do Fornecimento

DEC – horas



FEC – vezes



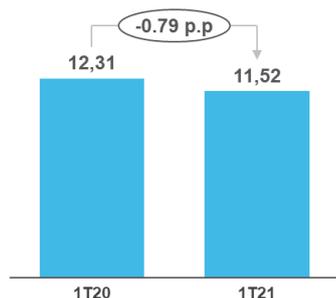
Os indicadores DEC* (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC* (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. O DEC apresentou uma redução de 12,5% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, enquanto o FEC apresentou uma redução de 3,2%, sobretudo pelo maior volume de

manutenções realizado no período, em relação ao primeiro trimestre do ano anterior.

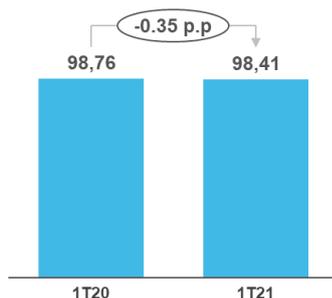
A Companhia investiu no 1T21 R\$ 40,7 milhões em adequação à carga, e R\$ 76,4 milhões em qualidade do sistema elétrico visando a melhoria da confiabilidade do sistema, alinhado com o compromisso de evolução de seus indicadores de qualidade operacional.

Disciplina de Mercado

Perdas totais



Arrecadação



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 11,52%* no 1T21, redução de 0,79 p.p. em relação às perdas registradas em 1T20, de 12,31%. Essa variação é decorrente de maiores investimentos em ações de combate a perdas, com maior recuperação de energia. No 1T21, foram investidos R\$ 8,9 milhões no combate às perdas, contra R\$ 6,0 milhões em 1T20.

Em relação ao indicador de arrecadação, houve uma redução de 0,35 pontos percentuais. 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 nos trimestres posteriores.

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. 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 liquidação de valores em aberto.

* Dados prévios referente ao 1T21

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	3.033.289	2.478.080	22,4%	3.248.371	-6,6%
Deduções à Receita Operacional	(1.064.396)	(947.882)	12,3%	(1.078.913)	-1,3%
Receita Operacional Líquida	1.968.893	1.530.198	28,7%	2.169.458	-9,2%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.872.261)	(1.528.548)	22,5%	(1.928.264)	-2,9%
EBITDA(2)*	199.234	88.917	>100,0%	327.593	-39,2%
Margem EBITDA*	10,12%	5,81%	4,31 p.p	15,10%	-4,98 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	12,24%	6,79%	5,45 p.p	19,06%	-6,82 p.p
EBIT(3)*	96.632	1.650	>100,0%	241.194	-59,9%
Margem EBIT*	4,91%	0,11%	4,80 p.p	11,12%	-6,21 p.p
Resultado Financeiro	(59.061)	(69.635)	-15,2%	(48.776)	21,1%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(14.312)	21.956	<-100,0%	(74.138)	-80,7%
Lucro Líquido	23.259	(46.029)	<-100,0%	118.280	-80,3%
Margem Líquida	1,18%	-3,01%	4,19 p.p	5,45%	-4,27 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	1,43%	-3,51%	4,94 p.p	6,88%	-5,45 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	0,08	(0,18)	<-100,0%	0,46	-82,3%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

(2) EBITDA: Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização, (3) EBIT: Lucro Antes dos Juros e Impostos sobre a Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.147.760	1.956.628	9,8%	2.236.629	-4,0%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(22.771)	(16.571)	37,4%	(1.045)	>100,0%
Subvenção baixa renda	17.153	10.228	67,7%	17.758	-3,4%
Subvenção de recursos da CDE	74.303	65.306	13,8%	87.821	-15,4%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.216.445	2.015.591	10,0%	2.341.163	-5,3%
Ativos e passivos financeiros setoriais	290.660	82.026	>100,0%	289.448	0,4%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	148.698	110.661	34,4%	132.434	12,3%
Receita de construção	340.846	220.587	54,5%	450.482	-24,3%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	21.491	-100,0%	-	-
Outras receitas	36.640	27.724	32,2%	34.844	5,2%
Total - Receita Operacional Bruta	3.033.289	2.478.080	22,4%	3.248.371	-6,6%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Goiás apresentou um aumento de 22,4% no 1T21 em relação ao 1T20. Excluindo o efeito da receita de construção, cuja variação decorre sobretudo do maior volume investido no período, a receita operacional bruta da Companhia no 1T21 alcançou o montante de R\$ 2.692,4 milhões, um aumento de R\$ 435,0 milhões em relação ao 1T20, cujo montante foi de R\$ 2.257,5 milhões. Esta variação é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento de 9,8% na receita pelo fornecimento de energia elétrica (R\$ 191,1 milhões) como resultado do reajuste tarifário médio de 4,28% vigente a partir de 22 de outubro de 2020 e do maior volume de energia distribuída no período;
- Aumento em R\$ 6,9 milhões na subvenção baixa renda em razão, principalmente, do auxílio promovido pela Medida Provisória 950;
- Aumento de R\$ 208,6 milhões em ativos e passivos financeiros setoriais, decorrentes da maior constituição de ativos regulatórios entre os períodos; e
- Aumento na receita de uso de rede elétrica por consumidores livres e revenda, de R\$ 38,0 milhões, reflexo da migração de clientes ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 21,5 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, não ter aderido ao mecanismo no 1T21.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
ICMS	(554.565)	(535.870)	3,5%	(613.384)	-9,6%
COFINS - corrente	(182.797)	(174.744)	4,6%	(215.006)	-15,0%
PIS - corrente	(39.686)	(37.938)	4,6%	(46.679)	-15,0%
ISS	(40.139)	(736)	>100,0%	(828)	>100,0%
Total - Tributos	(817.187)	(749.288)	9,1%	(875.897)	-6,7%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(16.299)	(13.077)	24,6%	(16.985)	-4,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(228.332)	(183.704)	24,3%	(184.137)	24,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.578)	(1.813)	42,2%	(1.894)	36,1%
Total - Encargos Setoriais	(247.209)	(198.594)	24,5%	(203.016)	21,8%
Total - Deduções da Receita	(1.064.396)	(947.882)	12,3%	(1.078.913)	-1,3%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

As deduções da receita no 1T21 apresentaram um aumento de R\$ 116,5 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 24,5% (R\$ 48,6 milhões) nos encargos setoriais, em razão, principalmente, do aumento da taxa de uso da quota CDE.
- Aumento de 9,1% (R\$ 67,9 milhões) no total de tributos, reflexo do aumento de 22,4% na receita operacional bruta no trimestre.

Custos e Despesas Operacionais

No segmento de distribuição de energia, de acordo com a ANEEL, a estrutura de custos e despesas operacionais é dividida entre (i) Parcela A (os custos não gerenciáveis pela distribuidora) e (ii) Parcela B (que representam os custos gerenciáveis pela distribuidora).

Na Parcela A, ou custos não-gerenciáveis, estão inclusos os custos de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição e sua depreciação.

A seguir, estão demonstrados os Custos e Despesas Operacionais da Companhia, segregados entre gerenciáveis e não-gerenciáveis.

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia elétrica comprada para revenda	(875.240)	(750.555)	16,6%	(945.625)	-7,4%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(179.379)	(128.002)	40,1%	(182.792)	-1,9%
Encargo do Serviço do Sistema	(99.099)	(1.164)	>100,0%	(80.590)	23,0%
Total - Não gerenciáveis	(1.153.718)	(879.721)	31,1%	(1.209.007)	-4,6%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(38.052)	(36.543)	4,1%	(25.793)	47,5%
Material e Serviços de Terceiros	(240.512)	(214.982)	11,9%	(144.727)	66,2%
Depreciação e Amortização	(102.602)	(87.267)	17,6%	(86.399)	18,8%
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC	(31.253)	(40.500)	-22,8%	(17.444)	79,2%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	69.560	(22.813)	<-100,0%	3.476	>100,0%
Custo de Construção	(340.846)	(220.587)	54,5%	(450.482)	-24,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(25.787)	(14.858)	73,6%	14.086	<-100,0%
Perda de recebíveis de clientes	(10.285)	(8.619)	19,3%	(10.829)	-5,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	19.194	17.421	10,2%	25.978	-26,1%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(17.960)	(20.079)	-10,6%	(27.123)	-33,8%
Total - Gerenciáveis	(718.543)	(648.827)	10,7%	(719.257)	-0,1%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.872.261)	(1.528.548)	22,5%	(1.928.264)	-2,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Os custos e despesas operacionais no 1T21 apresentaram uma redução de R\$ 343,7 milhões, ou 22,5% em relação ao 1T20. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 1T21, alcançaram o montante de R\$ 1.531,4 milhões, 17,1% ou R\$ 223,5 milhões superior ao montante registrado no 1T20, de R\$ 1.308,0 milhões. Esta redução é resultado, principalmente, das seguintes variações:

Maiores custos e despesas não-gerenciáveis (Parcela A), em R\$ 274,0 milhões, no 1T21, explicado principalmente por:

- Aumento de R\$ 51,4 milhões na rubrica de Encargos do Uso do Sistema de Transmissão, decorrente, sobretudo, de maiores encargos do uso da rede básica, em função do reajuste tarifário dos custos de transmissão;
- Aumento na rubrica Energia Elétrica Comprada para Revenda no valor de R\$ 124,7 milhões; e
- Aumento no encargo de serviço do sistema (ESS), no montante de R\$ 97,9 milhões, por conta de maior encargo por restrições operativas.

Redução no grupo de custos gerenciáveis, no 1T21, de R\$ 50,5 milhões, excluindo-se o efeito do custo de construção no período. Essa variação é explicada, basicamente pelos seguintes fatores:

- Redução de R\$ 92,4 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa em comparação com o 1T20, dada a melhor expectativa para recebimento de créditos vencidos com a intensificação do processo de cobrança no primeiro trimestre e medidas mais flexíveis relativas à suspensão dos cortes de energia por meio da REN 878/20, da ANEEL;
- Redução de R\$ 9,2 milhões na Provisão para Redução do Valor Recuperável – FUNAC (Fundo de Aporte à CELG-D, que garante o ressarcimento à Companhia de contingências), referente a casos relacionados ao período para o qual a Companhia teve o direito de ressarcimento revogado por alterações na legislação estadual. O reconhecimento inicial dessa provisão foi realizado no 4T19.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Aumento de R\$ 25,5 milhões na rubrica de Material e Serviço de Terceiros em relação ao mesmo período do ano passado, decorrente da adequação de processos técnicos e comerciais visando à melhoria da qualidade de atendimento e do fornecimento de energia elétrica frente à pandemia;
- Aumento de R\$ 10,9 milhões na provisão para contingências jurídicas, em função, sobretudo de reversão de provisão registrada em 2019, decorrente de decisão favorável à Companhia;

EBITDA e Margem EBITDA

O EBITDA da Enel Goiás no 1T21 atingiu o montante de R\$ 199,2 milhões, o que representa um aumento de R\$ 110,3 milhões em relação ao ano de 1T20. A margem EBITDA da Companhia no trimestre foi de 10,12%, um aumento de 4,31 p.p. em relação ao 1T20. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia no 1T21 foi de 12,24%, o que representa um aumento de 5,45 p.p. em relação ao 1T20.

LAJIDA (“EBITDA”) e LAJIR (“EBIT”)

A seguir demonstra-se a conciliação dos valores que compõem os cálculos do LAJIDA (“EBITDA”) e do LAJIR (“EBIT”), de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012:

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	23.259	(46.029)	<-100,0%	118.280	-80,3%
(+) Tributo sobre o Lucro	14.312	(21.956)	<-100,0%	74.138	-80,7%
(+) Resultado Financeiro	59.061	69.635	-15,2%	48.776	21,1%
(=) EBIT	96.632	1.650	>100,0%	241.194	-59,9%
(+) Depreciações e Amortizações	102.602	87.267	17,6%	86.399	18,8%
(=) EBITDA	199.234	88.917	>100,0%	327.593	-39,2%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de aplicação financeira	866	1.706	-49,2%	2.246	-61,4%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	31.931	13.675	>100,0%	39.502	-19,2%
Variações monetárias	478	1.568	-69,5%	984	-51,4%
Marcação a mercado de ativo indenizável	4.988	1.324	>100,0%	(694)	<-100,0%
Variação cambial de dívidas	16	-	-	51	-68,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	44.080	356.116	-87,6%	(119.696)	<-100,0%
Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros	2.879	8.875	-67,6%	2.678	7,5%
Outras receitas financeiras	1.015	637	59,3%	3.171	-68,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.728)	(822)	>100,0%	(2.246)	-23,1%
Total - Receitas Financeiras	84.525	383.079	-77,9%	(74.004)	<-100,0%
Despesas financeiras					
Variações monetárias de Dívidas	(4.285)	(3.591)	19,3%	(4.428)	-3,2%
Variações cambial de dívidas	(44.090)	(346.610)	-87,3%	119.693	<-100,0%
Encargos de Dívidas e mútuos	(28.707)	(29.115)	-1,4%	(30.155)	-4,8%
Encargos fundo de pensão	(5.358)	(3.590)	49,2%	(3.580)	49,7%
Encargos de repactuação Itaipu	(3.010)	(4.307)	-30,1%	(3.047)	-1,2%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(4.522)	(2.876)	57,2%	(2.654)	70,4%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhis	(14.316)	(7.407)	93,3%	(13.113)	9,2%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(15)	(14.785)	-99,9%	4.585	<-100,0%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(1.579)	(1.208)	30,7%	1.009	<-100,0%
Atualização financeira sem ressarcimento a terceiros	(24.832)	(26.074)	-4,8%	(20.585)	20,6%
Outras despesas financeiras	(12.872)	(13.151)	-2,1%	(22.497)	-42,8%
Total - Despesas Financeiras	(143.586)	(452.714)	-68,3%	25.228	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(59.061)	(69.635)	-15,2%	(48.776)	21,1%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

O Resultado Financeiro líquido da Companhia encerrou o 1T21 com uma despesa de R\$ 59,1 milhões, menor em R\$ 10,6 milhões comparado ao mesmo trimestre do ano anterior.

Essa variação ocorre, principalmente, devido ao:

- (i) aumento de R\$ 18,3 milhões em receita com juros e atualizações monetárias sobre impontualidade de clientes;
- (ii) Aumento em R\$ 3,6 milhões referente a receita de marcação a mercado de ativo indenizável impactado por maior inflação entre os períodos.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- (i) aumento de R\$ 6,9 milhões com despesa de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas, em função, sobretudo, do ingresso de novos contenciosos no período considerado.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(2.120)	(6.878)	-69,2%	(44.182)	-95,2%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(12.192)	28.834	<-100,0%	(29.956)	-59,3%
Total	(14.312)	21.956	<-100,0%	(74.138)	-80,7%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

As despesas totais, líquidas, com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) registraram um aumento de R\$ 36,3 milhões no 1T21 tendo em vista, principalmente, o reconhecimento de impostos diferidos no 1T20.

Lucro Líquido e Margem Líquida

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Companhia registrou no 1T21 um lucro líquido de R\$ 23,3 milhões, um aumento de R\$ 69,3 milhões em relação ao resultado negativo de R\$ 46,0 milhões registrado no 1T20.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	3.635.915	2.595.500	40,1%	2.847.807	27,7%
Dívida com Terceiros	498.598	2.595.500	-80,8%	678.437	-26,5%
Dívida Intercompany	3.137.317	-	-	2.169.370	44,6%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	242.317	88.937	>100,0%	135.014	79,5%
Dívida líquida (R\$ mil)	3.393.598	2.506.563	35,4%	2.712.793	25,1%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado(2)*	3,83	3,12	22,6%	3,07	24,8%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado(2)*	3,57	3,02	18,5%	2,92	22,3%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,38	0,33	14,3%	0,32	17,0%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,36	0,32	12,0%	0,31	15,8%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

(2) EBITDA Ajustado: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisão para crédito de liquidação duvidosa + Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas + Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia encerrou o 1T21 em R\$ 3.636 milhões, um incremento de R\$ 1.040 milhões em relação ao 1T19. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente (i) à novas captações, no valor de R\$ 3.244 milhões; parcialmente compensada pelas (ii) amortizações contratuais das operações da Companhia, no montante de R\$ 2.203. Dos R\$ 3.244 milhões captados, R\$ 150 milhões refere-se a operação bancária na modalidade de 4131 e R\$ 3.094 milhões a mútuos realizados junto a sua controladora Enel Brasil com o objetivo de refinanciar dívidas e financiar capital de giro e investimentos. Em relação às amortizações, destacam-se as liquidações das operações de 4131 junto ao Citibank, Scotiabank e BNP nos montantes de R\$ 550 milhões, R\$ 200 milhões e R\$ 353 milhões, respectivamente, assim como a liquidação da 3ª emissão de notas promissórias no valor R\$ 870 milhões.

A Companhia encerrou o 1T21 com o custo médio da dívida no período de 4,22% a.a., ou CDI + 2,15% a.a.

Colchão de Liquidez¹

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de março de 2021, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 80 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuos com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio dos despachos Nº 2.979/2018, Nº 307/2019 e Nº 1.923, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 2.500 bilhões.

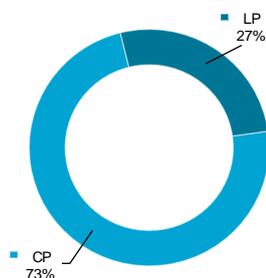
Devido aos efeitos no caixa da Companhia provocados pela pandemia do Covid-19, que provocou alterações no planejamento financeiro para o ano de 2021 e constatou-se a necessidade de recurso adicional para a realização de investimentos e cobertura de capital de giro, a ANEEL aprovou a ampliação do limite de mútuo em R\$ 1.800 bilhão, através do despacho Nº 475 de 22 de fevereiro de 2021, o qual passou a R\$ 4.300 bilhões.

¹ - Valores não auditados pelos auditores independentes

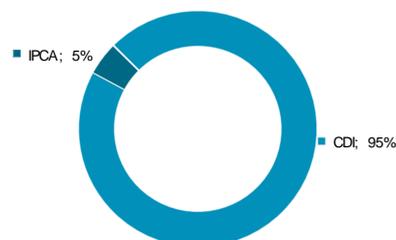
Classificação de Riscos (Rating)

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.

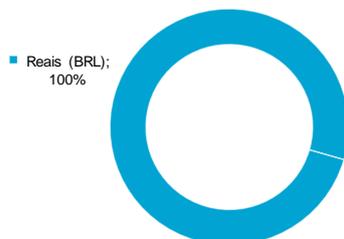
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Mar/21



Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Mar/21



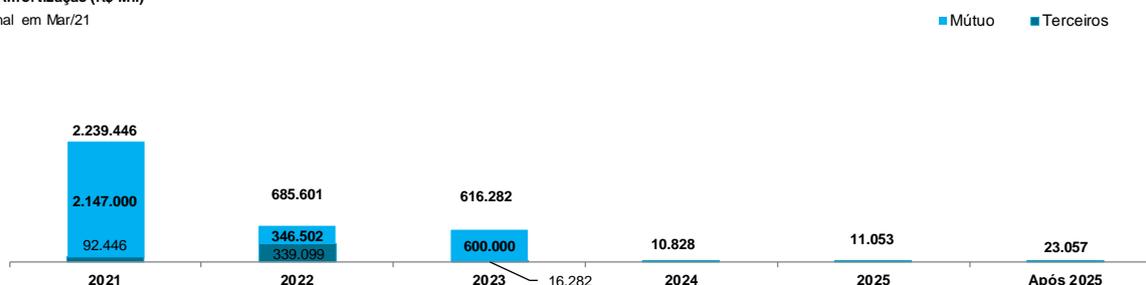
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Mar/21



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Mar/21



Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final em Mar/21



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Novas Conexões	100.824	60.988	65,3%	124.980	-19,3%
Rede	126.027	92.231	36,6%	204.531	-38,4%
Combate às Perdas	8.925	5.955	49,9%	18.465	-51,7%
Qualidade do Sistema Elétrico	76.440	43.464	75,9%	104.702	-27,0%
Adequação à carga	40.662	42.812	-5,0%	81.364	-50,0%
Outros	42.729	37.134	15,1%	69.642	-38,6%
Total Investido (2)	269.580	190.353	41,6%	399.153	-32,5%
Aportes / Subsídios	-	(6.147)	-100,0%	(1.291)	-100,0%
Investimento Líquido	269.580	184.206	46,3%	397.862	-32,2%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

(2) Valores não consideram custo de capitalização de juros sobre obras em andamento (JOA)

No 1T21, a companhia investiu R\$ 269,6 milhões, um aumento de R\$ 79,2 milhões em comparação ao mesmo período do ano passado, explicado principalmente pela expansão, por meio de novas conexões, e em atividades de combate a perdas e adequação de infraestrutura.

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: 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.

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.

O primeiro trimestre de 2021 foi marcado pela recuperação lenta dos níveis de reservatórios hidráulicos, assim a ANEEL publicou o acionamento da bandeira amarela para os meses de jan21 a mar21.

As bandeiras tarifárias que vigoraram no ano de 2019 e 2020, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Amarela	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 patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

2021	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Amarela	Amarela	Amarela									
PLD gatilho - R\$/MWh	213,42	136,72	127,36									

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

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

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.

Reajuste Tarifário Anual

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou o reajuste tarifário para Enel Distribuição Goiás, que entrou em vigor a partir de 22 de outubro de 2020. O reajuste médio percebido pelo consumidor foi de 4,28%, sendo de 3,36% para os consumidores de baixa tensão, em sua maioria residencial. Consumidores de média e alta tensão, em geral indústrias e comércios de grande porte, tiveram aumento médio de 6,63%. O reajuste que foi homologado por meio da resolução homologatória nº 2.791 e vigorará de 22 de outubro de 2020 a 21 de outubro 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 Goiás recebeu um total de R\$ 380 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

Por meio do Despacho nº 2.508, de 27 de agosto de 2020, a ANEEL determinou os valores de sobrecontratação involuntária, porém sem levar em consideração às ações de máximo esforço que a ENEL Goiás tem enveredado para limitar o seu nível de contratação. Diante desta decisão entramos com solicitação de efeito suspensivo, o qual foi negado pela Diretora da ANEEL por meio do Despacho nº 2.924, de 13 de outubro de 2020.

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

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