



MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÃO
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN COMISSÃO DE REGULAÇÃO DE ENERGIA
AGÊNCIA NACIONAL DE REGULAÇÃO DE ENERGIA
ATO REGULATÓRIO : NOTAS TÉCNICAS

EMENTA: Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Elektro Redes S.A. e Esta
Elektro Redes S.A.

CC

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados. Caso envolvam sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL

Nota Técnica Nº 11/2023–STR/ANEEL de 18 de maio de 2023

Processo n.º 48500.006879/2022-11

Assunto: Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Elektro Redes S.A.

I – DO OBJETIVO

1. Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da revisão tarifária periódica de 2023 da Elektro Redes S.A. - Neoenergia Elektro.
2. A presente proposta de revisão tarifária da Neoenergia Elektro segue os procedimentos e metodologias de cálculo previstos nos Módulos 2, 3 e 7 do Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que tratam do cálculo da revisão tarifária, do reajuste tarifário e da estrutura tarifária.
3. A síntese das metodologias aplicáveis a esta revisão consta do Anexo I desta Nota Técnica.
4. A Seção II apresenta uma descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da Neoenergia Elektro. A Seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo do Reposicionamento Tarifário, Receita Verificada, Parcela B, Parcela A, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. A seção IV traz as conclusões.

II – DOS FATOS

11. Em 19 de maio de 2023, a proposta preliminar da Revisão Tarifária foi apresentada ao Conselho de Consumidores da Neoenergia Elektro em reunião virtual.

III – DA ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada**B. Período de Referência****C. Receita Verificada****D. PARCELA A****1. Encargos Setoriais (ES)**

21. Os encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 2. Encargos Setoriais

Descrição	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.354.215	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.263.670.725	REH 3.175/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	243.896.564	DSP 939/2021
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(21.628.231)	DSP 1.120/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Híd	44.003.363	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	63.085.140	REH 3.175/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	223.414.707	DSP 1.141/2023
PROINFA	210.352.079	ReH 3.147/2022
P&D e Eficiência Energética	78.874.821	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	289.790	Contribuição 2023
Total	2.117.313.174	

2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

23. Os valores dos custos relacionados ao transporte de energia a serem considerados nesta revisão tarifária estão detalhados na tabela a seguir:

Tabela 3. Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	759.845.932
Rede Básica Fronteira	614.067.288
Rede Básica ONS (A2)	5.774.053
MUST Itaipu	52.244.650
Transporte de Itaipu	76.692.649
Conexão	78.943.406
Uso do sistema de distribuição	38.372.507
Total	1.625.940.485

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Energia requerida e perdas regulatórias

b. Valoração da compra de energia

36. A tabela a seguir demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

Tabela 7. Custo com Compra de Energia

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Ambiente Regulado - CCEAR	8.825.945	7.613.079	248,31	1.890.384.047
Existente - CCEAR-QTD	267.245	230.520	302,26	69.677.704
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	4.196.315	3.619.655	287,50	1.040.667.550
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	1.811.820	1.562.838	256,92	401.519.463
Madeira e Belo Monte	2.550.566	2.200.066	172,05	378.519.330
Energia Base	5.443.120	4.728.691	208,97	988.165.332
Cota Angra I/Angra II	460.848	397.518	347,50	138.137.633
Cotas Lei n º 12783/2013	2.344.589	2.022.394	173,98	351.856.013
Itaipu (tirando as perdas)	2.393.412	2.064.508	241,30	498.171.686
PROINFA	244.270	244.270	-	-
Total	14.269.065	12.341.770	233,24	2.878.549.379

E. PARCELA B

1. Custos Operacionais (CO)

2. Base de Remuneração Regulatória (BRR), Remuneração do Capital (RC) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

4. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

5. Do ajuste da Parcela B em função do mercado MMGD

50. O processo de revisão tarifária é importante para se estabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, equilíbrio esse que se mostra potencialmente comprometido diante do SCEE, uma vez que resultará em uma perda de mercado pelas distribuidoras.

51. Neste contexto, a Abradee pleiteou a inclusão de um componente para compensar essa perda de mercado com o enorme número de pedido de acesso de mini e microgeração distribuída (MMGD).

52. Com base nesse pleito, no âmbito da Revisão Tarifária da ENEL RJ, a assessoria do relator do processo emitiu o Memorando nº 96-ASD/ANEEL, que solicitou a inclusão de um componente para atenuar esse efeito na revisão tarifária. Destaca-se que essa inclusão foi aprovada em unanimidade por toda a Diretoria da Aneel.

53. Destaca-se que o valor calculado no processo tarifário da ENEL RJ e que será aplicado para todas as Revisões Tarifárias ao longo de 2023 e 2024 será apurado com base na perda de receita de Parcela B levando-se em consideração o período de referência de cada processo de RTP.

54. Contudo, este efeito será limitado apenas para as MMGD já instaladas e que não tiveram seu efeito totalmente refletido no período de referência. Para tanto, serão utilizadas as centrais geradoras cadastradas no sistema SisGD, sendo que o cálculo deve contemplar: (i) o efeito que a queda de mercado terá no componente Pd do Fator X (empresas de contrato novo) e (ii) o efeito da diferença de tarifa de carga para tarifa de geração, a partir da adequação do faturamento do MUSD associado à exportação de energia, conforme estabelecido nos artigos nº 655-J e 671-B da Resolução Normativa nº 1.000/2021. Desse modo, foi realizado um ajuste na Parcela B no valor de R\$36.452.994,21 milhões.

55. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da Neoenergia Elektro.

Tabela 11. Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	1.328.200.048
Custos Operacionais (CO)	1.260.865.998
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	27.344.669
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	39.989.381
Custos Operacionais Transferência DIT (CODIT)	-
Custo Anual dos Ativos (CAA)	1.345.405.942
Remuneração do Capital (RC)	774.761.709
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	405.991.837
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	164.652.396
Parcela B (VPB)	2.673.605.991
Índice de Produtividade da Parcela B (Pd)	0,564%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (Xq)	-0,672%
Parcela B com ajustes de Pd e Xq	2.676.491.178
Ajuste de PB associado ao SCEE	36.452.994
Mercado de Referência 12 meses	39.220.161
Componente Pd do Mercado de Referência	968.593
TUSDg	(3.735.759)
Parcela B total	2.712.944.172

6. Outras Receitas (OR)**7. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos - UDER****8. Receitas Irrecuperáveis (RI)****F. Componentes Tarifários Financeiros**

63. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos processos tarifários, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras.

64. A Tabela 15 indica os valores dos componentes financeiros estimados para a fase de Consulta Pública da Revisão da Neoenergia Elektro.

Tabela 15. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(244.242.896)	-2,73%
CVA em processamento -Transporte	181.914.261	2,04%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(15.400.239)	-0,17%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	26.628.756	0,30%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	49.750.734	0,56%
Sobrecontratação/exposição de energia	347.677.030	3,89%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	1.157.868	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	253.752.433	2,84%
Reversão do Risco Hidrológico	(250.585.928)	-2,80%
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias de Energia	(647.493)	-0,01%
Ajuste CUSD	6.461.777	0,07%
Repasse de compensação DIC/FIC	(499.103)	-0,01%
Conselho de Consumidores	(1.660.067)	-0,02%
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER	10.636.058	0,12%
Neutralidade do financeiro de créditos de Pis/Cofins	(8.543.424)	-0,10%
Total	356.399.768	3,99%

G. Análise da Revisão Tarifária Periódica

1. Resultados

2. Análise Parcela A

70. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Neoenergia Elektro levaram a uma variação no efeito médio de -0,06%. Contribuiu para esse efeito, o aumento da tarifa dos CCGFs, associado à redução dos respectivos montantes, em função do processo de descotização iniciado com a capitalização da Eletrobras, contribuição de 1,30%. Por outro lado, a redução do custo da energia proveniente de Itaipu, cuja tarifa, estabelecida por meio da REH 3193/2023, USD 20,23/MWh é inferior à homologada em de 2022 (USD 24,73/MWh), efeito de -1,92%.

71. O Gráfico abaixo ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia:

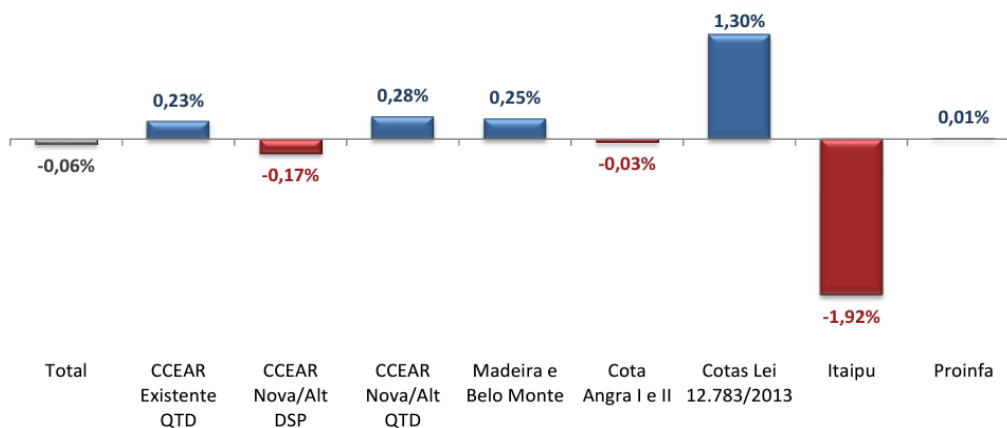


Gráfico 3. Efeito por modalidade de aquisição de energia

72. A tabela a seguir apresenta a variação na compra de energia entre a o último processo tarifário e a atual revisão:

Tabela 18. Detalhamento da compra de energia

Tipo de contrato	Processo Anterior	Processo Atual	Varição	Processo Anterior	Processo Atual	Varição
Existente - CCEAR-QTD	4.818	267.245	5447,0%	244,87	302,26	23,4%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	3.983.704	4.196.315	5,3%	293,60	287,50	-2,1%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	1.785.409	1.811.820	1,5%	244,00	256,92	5,3%
Madeira e Belo Monte	2.543.597	2.550.566	0,3%	163,42	172,05	5,3%
Cota Angra I e Angra II	477.226	460.848	-3,4%	349,15	347,50	-0,5%
Cotas Lei n º 12.783/2013	2.851.562	2.344.589	-17,8%	147,21	173,98	18,2%
Itaipu	2.528.456	2.393.412	-5,3%	302,41	241,30	-20,2%
Proinfa	248.437	244.270	-1,7%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(2.065.041)	(1.927.295)	-6,7%	237,11	237,95	0,4%
TOTAL	12.358.170	12.341.770	-0,1%	233,33	233,24	0,0%

73. Os Custos de Transmissão, impactaram o efeito médio em 2,18%, cujo valor depende dos montantes contratados no período de referência e das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) que serão homologadas em julho/2023, portanto, nesta versão, os custos de Rede Básica e Fronteira possuem as TUSTs ainda previstas.

74. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 1,87%. Destacam-se, negativamente, a nova cota de CDE (Uso) para 2023 para a distribuidora, cujo impacto foi de -0,53%; os encargos de ESS&EER, com impacto de -0,33%; e o PROINFA, com efeito de -0,37%. Já positivamente, contribuem a CDE Eletrobrás, com impacto de 1,75%; a CDE Conta Escassez, com efeito de 0,49%; e a nova modalidade de CDE relacionada a Mini e Microgeração Distribuída com impacto de 0,71%.

3. Análise Parcela B

4. Análise Financeiros

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

V – DA CONCLUSÃO

86. Diante do exposto e do que consta no Processo nº 48500.006879/2022-115, opina-se pela instauração de Consulta Pública, visando obter subsídios e informações adicionais para aprimoramento da Revisão Tarifária de 2023 da Neoenergia Elektro.

Nota Técnica Nº 4/2023-STD/ANEEL de 12 de maio de 2023.

Processo nº: 48500.001752/2023-88

Assunto: Estabelecimento dos limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos da distribuidora Elektro Redes S.A. – ELEKTRO, para os anos de 2024 a 2027.

I – DO OBJETIVO

1. Apresentar os procedimentos e a metodologia utilizada para o estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade coletivos Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) dos conjuntos de unidades consumidoras da ELEKTRO, para os anos de 2024 a 2027.

II – DOS FATOS

III - DA ANÁLISE

III.1 Da Aplicação da Metodologia de Análise Comparativa de Desempenho

15. Na Tabela IV são apresentados os limites propostos para os conjuntos da ELEKTRO, para o período de 2024 a 2027.

Tabela IV: Proposta de limites de DEC e FEC para os conjuntos de unidades consumidoras da ELEKTRO.

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)				FEC (interrupções)				Nº de UC's
		2024	2025	2026	2027	2024	2025	2026	2027	
13449	AGUA VERMELHA	8	7	7	7	5	5	4	4	4746
13450	AGUAI	7	7	6	6	5	5	4	4	14634
13451	AMERICO DE CAMPOS	9	8	8	8	6	6	5	5	7228
13452	ANDRADINA	7	7	6	6	5	5	4	4	31386
13453	ANGATUBA	9	9	9	9	6	6	6	6	14955
13454	APIAI	16	16	16	16	9	9	8	8	22647
13455	ARAPEI	12	12	12	12	9	8	8	8	8302
13456	ARARAS DOIS	5	5	5	5	5	5	4	4	34306
13602	ARARAS UM	6	6	5	5	5	5	4	4	27989
13457	ARTUR NOGUEIRA	6	6	5	5	5	5	4	4	30933
13458	ARUJA	6	6	5	5	5	5	4	4	30003
15598	ATIBAIA	6	6	5	5	5	5	4	4	56433
15597	ATIBAIA TRÊS	8	7	7	7	5	5	5	5	21795
13460	AURIFLAMA	8	7	7	7	5	5	5	5	9137
15916	BERTIOGA DOIS	7	7	6	6	5	5	5	5	12374

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)				FEC (interrupções)				Nº de UC's
		2024	2025	2026	2027	2024	2025	2026	2027	
15913	BERTIOGA QUATRO	7	7	6	6	6	6	5	5	8750
15911	BERTIOGA TRES	7	6	6	6	5	5	5	5	9040
13607	BERTIOGA UM	7	7	7	7	5	5	5	5	27611
13463	BOM JESUS DOS PERDOES	10	10	9	9	7	6	6	6	45177
13465	BURI	10	10	9	9	7	6	6	6	8687
13466	BURITAMA	8	7	7	7	6	6	5	5	13383
13467	CABREUVA DOIS	7	7	6	6	5	5	5	5	9913
13468	CABREUVA UM	8	8	7	7	6	6	5	5	9014
13469	CAIEIRAS	7	7	6	6	5	5	5	5	25148
13470	CAJATI	12	12	12	12	8	8	8	8	22824
13471	CAMPOS DO JORDAO	7	7	7	7	6	5	5	5	38239
13472	CANANEIA	12	11	11	10	7	7	6	6	7308
13473	CAPAO BONITO	11	11	10	10	7	7	7	7	23054
13474	CARDOSO	9	8	8	8	6	6	5	5	7645
13475	CASTILHO	10	9	9	9	6	6	5	5	9074
13476	CERQUILHO DOIS	7	7	6	6	6	6	5	5	8063
13478	CERQUILHO UM	6	6	6	6	5	5	4	4	15534
13479	CESARIO LANGE	10	10	9	9	7	6	6	6	15086
13481	CONCHAL	7	7	6	6	5	5	4	4	14634
13484	CONCHAS	10	9	9	9	6	6	5	5	15679
13485	CORDEIROPOLIS	7	7	6	6	5	5	5	5	10814
13487	CUNHA	17	17	16	16	9	9	8	8	24090
13490	DRACENA	6	6	6	6	5	5	4	4	32056
13492	FERNANDOPOLIS	6	6	5	5	5	5	4	4	46377
13494	FLORIDA PAULISTA	8	7	7	7	6	5	5	5	6540
13496	FRANCISCO MORATO	7	7	6	6	6	5	5	5	61791
13498	FRANCO DA ROCHA	6	6	5	5	5	5	4	4	62461
13499	GENERAL SALGADO	8	7	7	7	6	6	5	5	6780
13501	GUAPIARA	14	14	14	14	8	8	7	7	15704
13502	GUARUJA DOIS	7	7	6	6	6	5	5	5	41009
13504	GUARUJA TRES	7	7	7	7	5	5	4	4	34922
13505	GUARUJA UM	7	7	6	6	5	5	4	4	36857
13508	IGARATA	10	10	9	9	7	7	6	6	8635
13511	IGUAPE	11	11	11	11	7	7	7	7	32129
13512	ILHA SOLTEIRA	8	7	7	7	6	6	5	5	16423
13513	ILHABELA	9	9	8	8	7	6	6	6	18510
13514	INDIAPORA	10	9	9	9	7	6	6	6	6289
13516	IRACEMAPOLIS	6	6	6	6	5	5	5	5	10654
13517	ITANHAEM DOIS	7	7	7	7	6	6	6	6	37871

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)				FEC (interrupções)				Nº de UC's
		2024	2025	2026	2027	2024	2025	2026	2027	
16609	ITANHAEM TRES	7	7	7	7	5	5	5	5	18326
16607	ITANHAEM UM	7	7	7	7	5	5	5	5	56321
13519	ITAPEVA	9	9	8	8	6	6	5	5	53679
13520	ITAPORANGA	10	10	9	9	7	7	6	6	21147
16608	ITARARE DOIS	9	9	9	9	6	6	6	6	7741
13522	ITARARE UM	9	9	8	8	6	6	6	6	15028
13523	ITIRAPINA	8	8	7	7	6	5	5	5	8847
13524	JALES	7	7	6	6	5	5	4	4	36977
13525	JARINU	9	8	8	8	6	6	5	5	23146
13526	JUPIA	6	6	6	6	5	5	5	5	19090
13527	JUQUIA	12	12	12	12	8	8	8	8	17808
13528	LARANJAL PAULISTA	8	8	7	7	6	6	5	5	17913
13529	LEME	6	6	5	5	5	5	4	4	46153
13530	LIMEIRA CINCO	6	6	5	5	5	5	4	4	15585
13532	LIMEIRA QUATRO	7	7	6	6	6	6	5	5	11324
16611	LIMEIRA TRES	5	5	5	5	4	4	4	4	67382
13534	LIMEIRA UM	6	6	5	5	5	5	4	4	42612
13606	MACAUBAL	9	8	8	8	6	6	5	5	11801
15599	MAIRIPORA	10	10	9	9	8	7	7	6	33817
13536	MIRANDOPOLIS	8	7	7	7	6	6	5	5	17748
13537	MOGI GUACU DOIS	6	6	6	6	5	5	4	4	31969
13538	MOGI GUACU UM	6	6	5	5	5	5	4	4	35212
13539	MOGI MIRIM DOIS	6	6	6	6	5	5	4	4	14039
13540	MOGI MIRIM UM	5	5	5	5	5	5	4	4	26651
13541	MONGAGUA	8	8	7	7	6	6	5	5	56858
13605	NHANDEARA	8	8	7	7	6	6	5	5	13691
13542	PACAEMBU	8	7	7	7	6	5	5	5	9374
13544	PALMEIRA D'OESTE	10	9	9	8	7	6	6	6	11794
13546	PANORAMA	7	7	6	6	5	5	4	4	13040
13550	PARAIBUNA	15	14	14	14	8	8	7	7	11167
13552	PARIQUERA-ACU	11	11	11	11	8	8	7	7	8758
13608	PAULO DE FARIA	8	7	7	7	5	5	4	4	6533
13558	PEDRO DE TOLEDO	13	13	13	13	8	8	8	8	9518
13560	PEREIRA BARRETO	7	7	6	6	5	5	4	4	16359
16610	PERUIBE	8	8	7	7	6	6	5	5	45107
13564	PIECADE	11	11	11	11	7	7	7	7	29853
13566	PILAR DO SUL	11	11	10	10	8	7	7	7	14296
13567	PIQUETE	8	8	8	8	6	6	6	6	5900
13604	PIRAPOZINHO	9	8	8	8	6	6	5	5	32423
13569	PIRASSUNUNGA DOIS	7	7	6	6	5	5	4	4	4787

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)				FEC (interrupções)				Nº de UC's
		2024	2025	2026	2027	2024	2025	2026	2027	
13570	PIRASSUNUNGA UM	6	6	5	5	5	5	4	4	30792
13571	POPULINA	10	9	9	9	6	6	5	5	4480
13572	PORTO FERREIRA	6	6	5	5	5	5	4	4	20710
13573	PRAIA GRANDE	7	7	7	7	7	6	6	6	14524
13574	QUELUZ	9	9	8	8	6	6	5	5	8719
13575	REGISTRO	11	11	11	11	7	7	6	6	38185
13576	RIO CLARO DOIS	6	6	5	5	5	5	4	4	35622
13603	RIO CLARO TRES	6	6	5	5	5	5	4	4	41005
13577	RIO CLARO UM	6	6	5	5	5	5	4	4	32672
13578	RIOLANDIA	7	7	6	6	5	5	4	4	5260
13579	ROSANA	13	13	12	11	8	7	7	6	17033
13580	SANTA ALBERTINA	9	8	8	8	6	6	5	5	5771
13581	SANTA CRUZ DAS PALMEIRAS	6	6	6	6	5	5	4	4	12880
13582	SANTA FE DO SUL	7	7	6	6	5	5	4	4	27927
13583	SANTA ISABEL	8	8	7	7	5	5	5	5	30853
13584	SANTA RITA PARDO - BRASILANDIA	17	16	14	13	11	10	9	8	8596
13585	SANTA RITA PASSA QUATRO	6	6	6	6	5	5	5	5	12184
13586	SANTO ANTONIO DA POSSE	6	6	6	6	5	5	4	4	9200
13587	SAO JOAO DA BOA VISTA	6	6	5	5	5	5	4	4	48647
13588	SILVEIRAS	14	14	13	13	8	8	7	7	3358
13589	TAMBAU	7	7	6	6	5	5	5	5	10137
13590	TAQUARUCU	10	9	9	9	7	6	6	6	12291
15914	TATUI DOIS	7	7	6	6	5	5	4	4	22491
15912	TATUI TRÊS	7	7	6	6	5	5	4	4	19529
15915	TATUI UM	7	7	7	7	5	5	4	4	15441
13593	TIETE	6	6	6	6	5	5	4	4	14687
13594	TRES IRMAOS	10	9	9	9	7	6	6	6	2802
13595	TRES LAGOAS	8	7	7	7	5	5	4	4	42283
13596	TUPI PAULISTA	8	7	7	7	6	6	5	5	17116
13597	UBATUBA DOIS	7	6	6	6	5	5	4	4	19781
13598	UBATUBA UM	6	6	5	5	5	5	5	5	57194
13599	VARGEM GRANDE DO SUL	6	6	6	6	5	5	4	4	18872
13600	VICENTE DE CARVALHO	7	7	6	6	6	6	5	5	3493
13601	VOTUPORANGA	6	6	5	5	5	5	4	4	59802

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

V - DA CONCLUSÃO

VI - DA RECOMENDAÇÃO

20. Recomenda-se que os limites para os indicadores DEC e FEC apresentados nesta Nota Técnica sejam submetidos a audiência pública para análise e contribuição da sociedade.

Fiscalizar em campo os gastos da conta CDE.

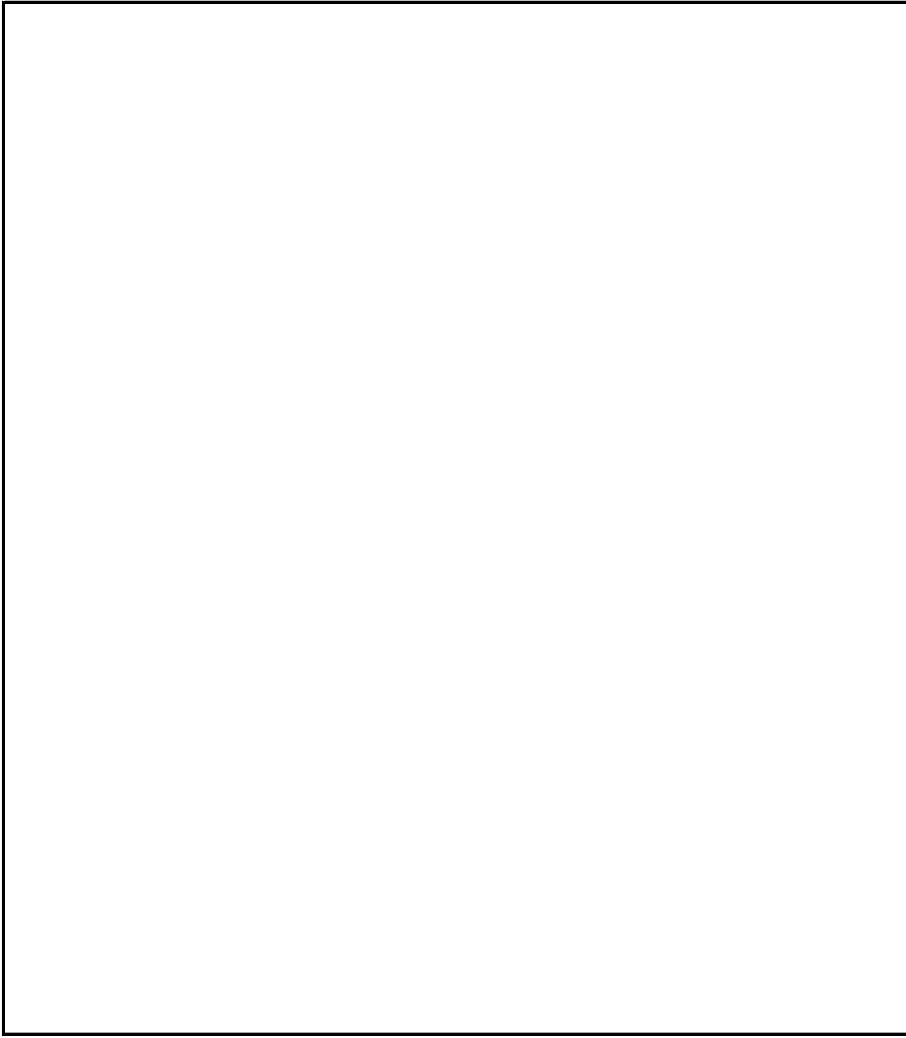
Encargos Setoriais	1.950.461.320	2.117.313.174	8,6%	1,87%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.631.313	11.354.215	-2,4%	0,00%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.311.299.884	1.263.670.725	-3,6%	-0,53%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	104.111.827	106.457.053	0,0%	0,03%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	132.994.790	137.439.511	3,3%	0,05%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(178.009.347)	(21.628.231)	-87,8%	1,75%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hidrica (TUSD)		2.177.618	0,0%	0,02%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hidrica (TE)		41.825.745	0,0%	0,47%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		63.085.140	0,0%	0,71%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	253.199.008	223.414.707	-11,8%	-0,33%
PROINFA	243.627.846	210.352.079	-13,7%	-0,37%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	71.342.886	78.874.821	10,6%	0,08%
ONS	263.113	289.790	10,1%	0,00%

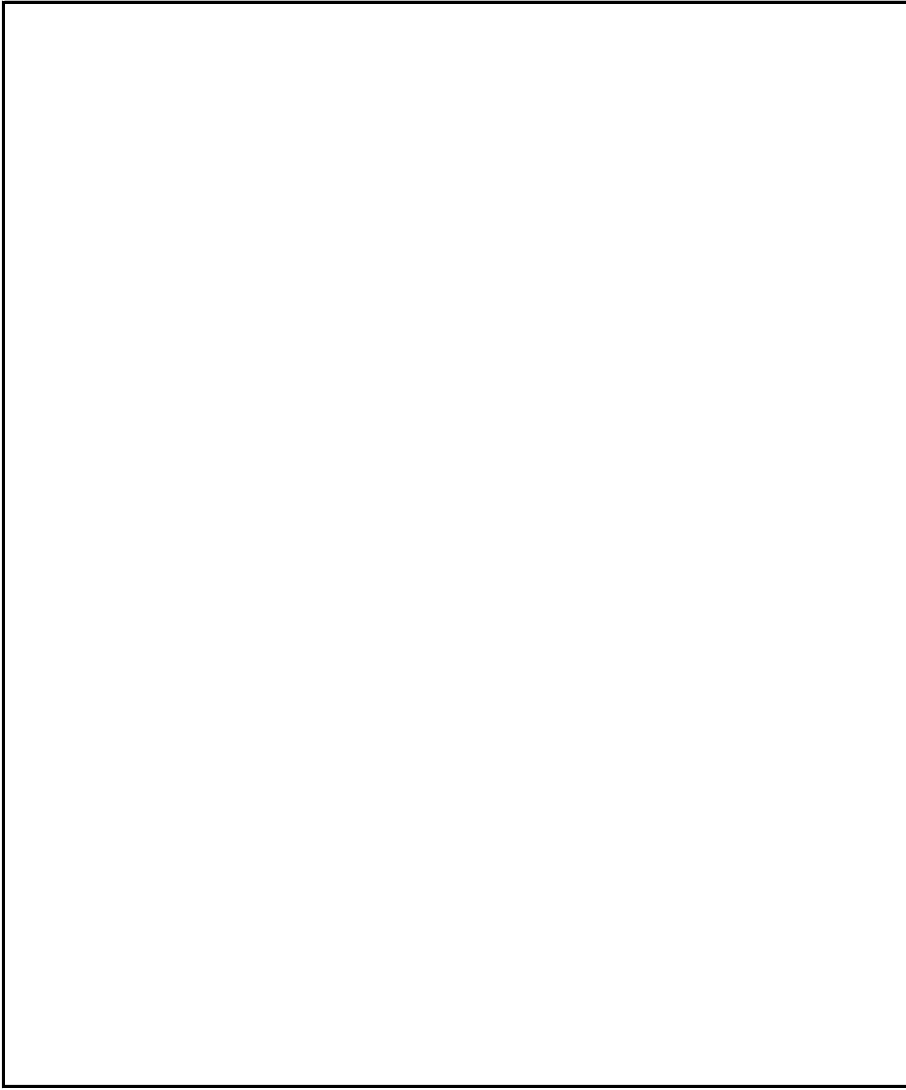
Custos de Transmissão	1.431.517.222	1.625.940.485	13,6%	2,18%
Rede Básica	633.204.943	759.845.932	20,0%	1,42%
Rede Básica Fronteira	558.242.990	614.067.288	10,0%	0,62%
Rede Básica ONS (A2)	5.774.053	5.774.053	0,0%	0,00%
MUST Itaipu	48.241.110	52.244.650	8,3%	0,04%
Transporte de Itaipu	68.475.579	76.692.649	12,0%	0,09%
Conexão	82.214.613	78.943.406	-4,0%	-0,04%
Uso do sistema de distribuiçã	35.363.934	38.372.507	8,5%	0,03%

O Pleito é inadequado pois não está devidamente regulamentado no PRORET.

O Pleito é inadequado pois não está devidamente regulamentado no PRORET.

Diferir os recursos dos Conselhos de Consumidores não utilizado para o próximo ciclo tarifário.





Que seja aberto assento para que consumidor residente no Estado do Mato Grosso do Sul seja participante do Conselho de Consumidores da Elektro, conforme disciplinam os Arts. 5º e 8º da REN 963 Aneel de 14/12/2021.

A Nº 017/2023
Grosso do Sul

STD/ANEEL

idade DEC e FEC dos conjuntos da distribuidora

endo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

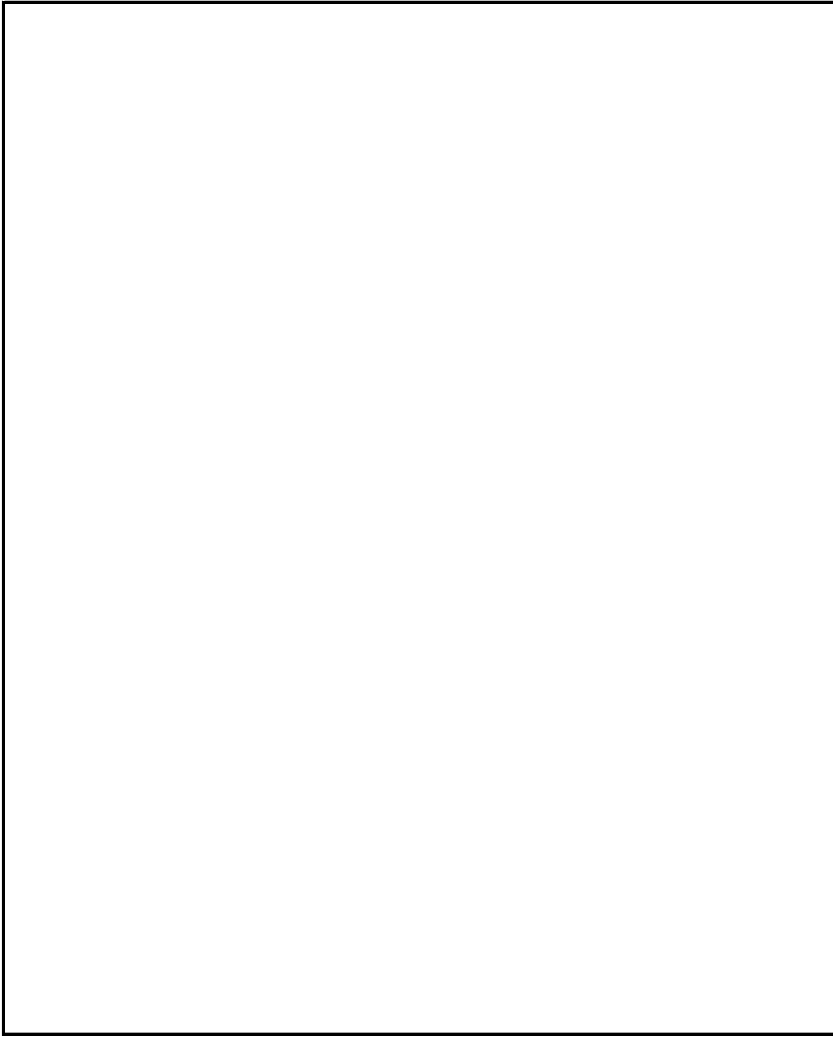
Revisão Periódica da Receita Anual

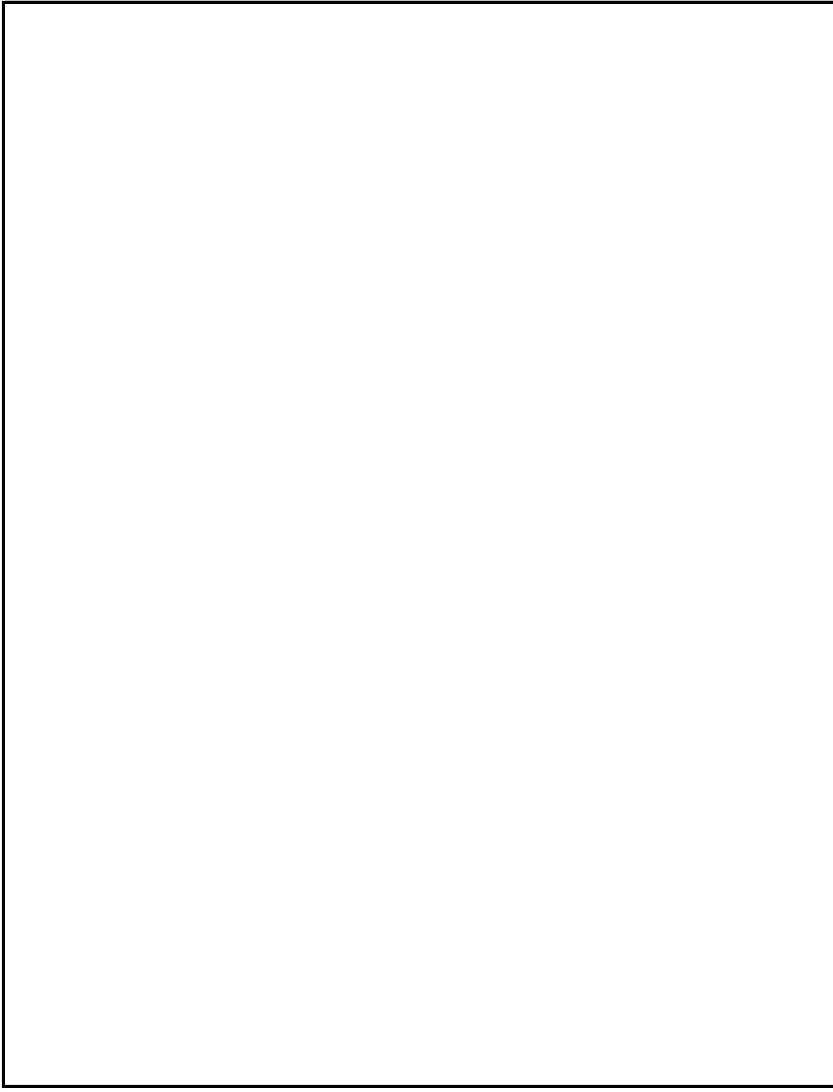
A area de concessão da Elektro inclui 5 municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, a saber: Anaurilândia (17.156 UCs), Brasilândia (28.561 UCs), Santa Rita do Parto (8.697 UCs), Selvíria (60.272 UCs) e Três Lagoas (88.832 UCs). Os 203,5 mil consumidores de Mato Grosso do Sul atendidos pela Elektro estão em situação de quase abandono, sem um contraponto, deixando a Distribuidora confortavelmente livre para arbitrar o atendimento, fato recorrente reclamado pelos consumidores da região quando encontram a oportunidade de se manifestarem. Os atuais representantes do conselho são todos de entidades alheias ao Estado do Mato Grosso do Sul, são eles: STTRJR - Sindicato dos Trabalhadores em Transportes Rodoviários de Jundiá e Região; FIESP - Federação das Indústrias do Estado de São Paulo; FECOMÉRCIO - Federação do Comércio de Bens, Serviços e Turismo do Estado de São Paulo; FAESP - Federação da Agricultura e Pecuária do Estado de São Paulo e APM - Associação Paulista de Municípios do Estado de São Paulo.

Constata-se um aumento muito elevado nos valores do pagamento da rede básica que sofreram variação de 83,6%, muito superior aos demais itens referentes aos custos de conexão e transmissão. Reveste-se de igual importância que a Aneel e reforce as ações fiscalizadoras. Outras ações também são relevantes, entre elas o questionamento da expansão da Transmissão para atendimento às fontes incentivadas que tem sido outorgadas em profusão pela Aneel com subsídios de 50% da TUSD e TUST. No dia 30/6/23 foi realizado o Leilão de Transmissão 2023, cujo resultado produziu um deságio de 51% na RAP, contudo, ela será de R\$ 1,26 bilhões e impactará os já elevados custos de transmissão em adicionais 3,11%. Importante considerar que, em sua grande maioria, estes empreendimentos beneficiam à expansão de fontes incentivadas, solar e eólica, para o mercado livre e que provocará adicionalmente o pagamento de subsídios de 50% na TUSD e TUST nas tarifas dos consumidores cativos. Até que ponto se justifica esse investimento que aumentará mais ainda a tarifa e os subsídios?

Na Resolução Normativa Aneel nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022 que aprova a estrutura e os Submódulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, e consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários, aplicáveis a concessionárias e permissionários de serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, revoga as Resoluções Normativas nº 435, de 24 de maio de 2011; nº 457, de 8 de novembro de 2011; nº 478, de 3 de abril de 2012 e dá outras providências, define que: Art. 3º Os seguintes submódulos do PRORET serão objeto de Avaliação de Resultado Regulatório – ARR, conforme prazos especificados: I - submódulos 2.1, 2.1 A, 2.4, 9.1, 12.1 e 12.3 do PRORET: após decorridos 6 (seis) anos, contados de 1º de abril de 2020; II - seção 4.1 dos submódulos 2.5 e 2.5 A do PRORET: após decorridos 4 (quatro) anos, contados de 1º de abril de 2020; III - demais seções dos submódulos 2.5 e 2.5 A do PRORET: os estudos necessários à ARR deverão ser iniciados tão logo haja dados relativos a 2 (dois) anos completos de vigência das novas regras; IV - submódulos 4.2, 4.3, 4.4 e 6.1 do PRORET: até 1 de setembro de 2025.

Os prazos de revisão do PRORET, estabelecidos em 1º/02/2022, são posteriores aos da Lei 14.300/2022 de 06/01/2022 que institui o marco legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Visto que estão claramente definidos seus prazos de revisão, para fins de transparência e da segurança jurídica não devem ser alterados antes dessas datas estabelecidas do competente processo de consulta pública. Não resta justificativa para a alteração dos critérios a serem considerados no meio do andamento de uma consulta pública sobre revisão tarifária periódica, com base nos argumentos que a lei 14.300/2022 trouxe mudanças significativas.





A area de concessão da Elektro inclui 5 municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, a saber: Anaurilândia (17.156 UCs), Brasilândia (28.561 UCs), Santa Rita do Parto (8.697 UCs), Selvíria (60.272 UCs) e Três Lagoas (88.832 UCs). Os 203,5 mil consumidores de Mato Grosso do Sul atendidos pela Elektro estão em situação de quase abandono, sem um contraponto, deixando a Distribuidora confortavelmente livre para arbitrar o atendimento, fato recorrente reclamado pelos consumidores da região quando encontram a oportunidade de se manifestarem. Os atuais representantes do conselho são todos de entidades alheias ao Estado do Mato Grosso do Sul, são eles: STTRJR - Sindicato dos Trabalhadores em Transportes Rodoviários de Jundiá e Região; FIESP - Federação das Indústrias do Estado de São Paulo; FECOMÉRCIO - Federação do Comércio de Bens, Serviços e Turismo do Estado de São Paulo; FAESP - Federação da Agricultura e Pecuária do Estado de São Paulo e APM - Associação Paulista de Municípios do Estado de São Paulo.

