

VOTO

PROCESSOS: 48500.006892/2022-61 e 48500.000934/2023-31

INTERESSADO: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

RELATOR: Hélvio Neves Guerra

RESPONSÁVEIS: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR e Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição – STD.

ASSUNTO: Resultado Revisão Tarifária Periódica da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 19/06/2023, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para 2024 a 2028, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 09/2023 e na Audiência Pública nº 08/2023.

I. RELATÓRIO

O Contrato de Concessão de Distribuição nº 12/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., estabelece 19 de junho de 2023 como data da realização da Revisão Tarifária Periódica da Concessionária.

2. As metodologias aplicáveis às Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica estão contidas nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que tratam do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.

3. Em 05 de dezembro de 2022, na 48ª Sessão de Sorteio Público Ordinária, o presente processo foi distribuído a minha relatoria.

4. Em 21 de março de 2023, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública -CP nº 09/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária periódica da RGE, com período de contribuições estabelecido entre 22 de março de 2023 a 12 de maio de 2023, e realização de Audiência Pública em 04 de maio de 2023, na cidade de São Leopoldo, Rio Grande do Sul.

5. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram encaminhadas pela concessionária como contribuição na Consulta Pública nº 09/2023.

6. Em 06 de junho de 2023, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF indicou, por meio do Memorando nº 118/2023-SFF/ANEEL¹, os valores necessários para a composição da Base de Remuneração.

7. Em 07 de junho de 2023, a Distribuidora, em resposta ao Ofício Circular nº 06/2023-STR/ANEEL, apresentou, por meio da Carta nº 104/2023², o cálculo do componente de parcela B, pela perda da redução deste componente em virtude do aumento de MMGD.

8. Na mesma data, a proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à RGE e ao seu Conselho de Consumidores. Neste dia, também foi realizada reunião virtual com os representantes do Conselho de Consumidores.

9. Ainda, em 7 de junho de 2023, a STD, por meio da Nota Técnica nº17/2023, apresentou proposta para a fixação dos limites para os indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da RGE, para o período de 2024 a 2028.

10. Em 9 de junho de 2023, a STR emitiu a Nota Técnica nº 24/2023–STR/ANEEL³, que apresenta o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 009/2023.

11. Na mesma data, segundo consta no Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações – SAG, foi constatado que a RGE encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, conforme dispõe o art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

12. Em 12 de junho de 2023, a STR, por meio da Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL⁴, submeteu à Diretoria Colegiada a proposta de revisão tarifária periódica da RGE.

II. FUNDAMENTAÇÃO

13. Trata-se da análise do Resultado da Revisão Tarifária Periódica da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 19 de junho de 2023, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para 2024 a 2028, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 09/2023 e na Audiência Pública nº 08/2023.

¹ SIC 48536.002266/2023-00.

² SIC 48513.013293/2023-00.

³ SIC 48580.001161/2023-00.

⁴ SIC 48580.001171/2023-00.

14. A revisão das tarifas da RGE, segundo a proposta encaminhada pela STR, conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 1,10%, sendo de -3,99%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 3,72%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.
15. O detalhamento do efeito médio por nível de tensão é apresentado na Tabela 1:

Tabela 1. Efeito médio para consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-3,99%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	3,72%
Efeito Médio AT+BT	1,10%

Fonte: Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

16. O efeito médio de 1,10% decorre: a) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de 7,22%; b) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de -5,55%; e c) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, realizado em junho de 2022, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de -0,57%.
17. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa bem como às novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões tarifárias.

18. O Gráfico 1 apresenta os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

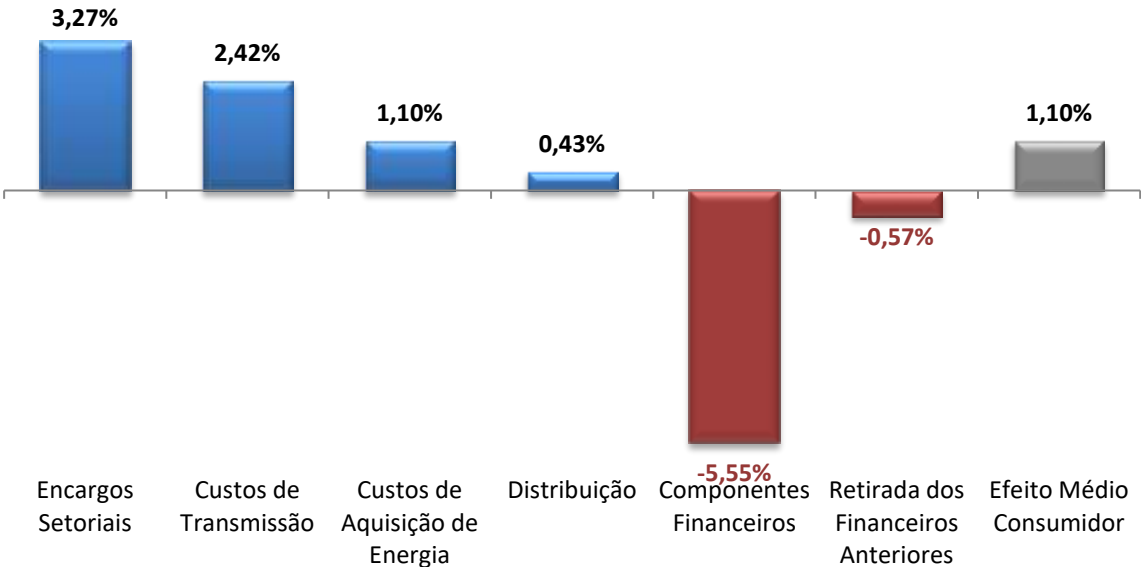


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

19. O reposicionamento tarifário consiste na redefinição das tarifas em nível compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com a remuneração dos investimentos prudentes.

20. A Tabela 2 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 2. Itens de custo da revisão tarifária da RGE

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Varição	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	6.159.918.229	6.817.748.969	10,7%	6,79%	65,6%
Encargos Setoriais	1.799.886.172	2.116.952.974	17,6%	3,27%	20,4%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	16.476.976	15.784.863	-4,2%	-0,01%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.385.651.571	1.297.486.654	-6,4%	-0,91%	12,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	67.127.176	66.407.826	0,0%	-0,01%	0,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	26.579.954	27.936.258	5,1%	0,01%	0,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(178.882.118)	(23.549.059)	-86,8%	1,60%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		12.272.278	0,0%	0,13%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		112.315.634	0,0%	1,16%	1,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		69.577.777	0,0%	0,72%	0,7%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	155.737.982	250.282.094	60,7%	0,98%	2,4%
PROINFA	244.727.209	205.468.782	-16,0%	-0,41%	2,0%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	82.167.141	82.649.800	0,6%	0,00%	0,8%
ONS	300.282	320.066	6,6%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	1.082.441.756	1.317.065.146	21,7%	2,42%	12,7%
Rede Básica	549.473.131	786.775.727	43,2%	2,45%	7,6%
Rede Básica Fronteira	228.159.736	217.683.431	-4,6%	-0,11%	2,1%
Rede Básica ONS (A2)	1.880.895	1.161.923	-38,2%	-0,01%	0,0%
MUST Itaipu	59.273.337	60.997.925	2,9%	0,02%	0,6%
Transporte de Itaipu	73.282.167	87.951.404	20,0%	0,15%	0,8%
Conexão	165.727.855	156.497.038	-5,6%	-0,10%	1,5%
Uso do sistema de distribuição	4.644.635	5.997.697	29,1%	0,01%	0,1%
Custos de Aquisição de Energia	3.277.590.301	3.383.730.849	3,2%	1,10%	32,6%
PARCELA B	3.528.921.756	3.570.316.370	1,2%	0,43%	34,4%
Custos Operacionais	1.544.049.402	1.493.283.632	-3,3%	-0,52%	14,4%
Anuidades	235.906.870	188.344.003	-20,2%	-0,49%	1,8%
Remuneração	1.215.868.577	1.260.414.202	3,7%	0,46%	12,1%
Depreciação	547.529.811	578.667.622	5,7%	0,32%	5,6%
Receitas Irrecuperáveis	69.423.780	57.619.498	-17,0%	-0,12%	0,6%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(83.856.684)	(107.419.365)	28,1%	-0,24%	-1,0%
Ajuste de Parcela B referente ao SCEE	-	99.406.777	0,0%	1,03%	1,0%
Reposicionamento Tarifário	9.688.839.986	10.388.065.339		7,22%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(537.772.442)		-5,55%	
CVA em processamento - Energia		(216.846.199)		-2,24%	
CVA em processamento -Transporte		256.039.424		2,64%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(19.817.204)		-0,20%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		40.796.303		0,42%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(11.910.869)		-0,12%	
Sobrecontratação/exposição de energia		120.655.568		1,25%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		1.192.383		0,01%	
Previsão de Risco Hidrológico		319.604.408		3,30%	
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg		43.342		0,00%	
Ajuste CUSD		596.610		0,01%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(28.084)		0,00%	
Reversão do Risco Hidrológico		(244.655.816)		-2,53%	
Conselho de Consumidores		(803.400)		-0,01%	
Financeiro CDE Eletrobras		(28.848.792)		-0,30%	
Recomposição a conta e Itaipu		122.931.226		1,27%	
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009)		(1.959.259)		-0,02%	
Spread sobre UDER antecipado		7.837.074		0,08%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(887.749.438)		-9,16%	
Neutralidade de Crédito de PIS/COFINS		10.343.057		0,11%	
Postergação das Tarifas 2022		8.777.545		0,09%	
Neutralidade Conta Escassez		(13.019.961)		-0,13%	
Ofício Circular 020/2020		(950.361)		-0,01%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-0,57%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				1,10%	

Fonte: Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

21. O reposicionamento econômico de 7,22% é derivado das variações de custos da Parcela A e da Parcela B.
22. A Parcela A compreende os custos não-gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. A Parcela A representa 65,6% dos custos da concessionária, cuja variação identificada foi de 10,7%, representando um impacto tarifário 6,79%.
23. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 3,27%. Destacam-se a redução da nova cota de CDE (Uso) de 2023 para a distribuidora, cujo impacto foi de -0,91%, a previsão da CDE Conta Escassez com impacto de 1,29%, e a nova modalidade de CDE relacionada a Mini e Microgeração Distribuída com impacto de 0,72%.
24. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 2,42%, cujo valor depende dos montantes contratados no período de referência e das tarifas de uso do sistema de distribuição previstos. Ressalta-se que foram utilizadas tarifas aprovadas para o 2022-2023.
25. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a RGE levaram a uma variação no efeito médio de 1,10%. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Energia proveniente das cotas, que impactaram a revisão em 1,96%. Por outro lado, amenizou o efeito médio em -1,61% o custo da energia proveniente de Itaipu, cuja tarifa, estabelecida por meio da REH 3193/2023, USD 20,23 /MWh, é inferior à vigente para o ano de 2022, USD 24,73/MWh.
26. As **perdas técnicas** na distribuição foram calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, nos termos do Módulo 7 do Prodist, resultando no valor de 6,1443% em relação à energia injetada.
27. Já para as **perdas não técnicas**, a abordagem adotada se baseia na comparação do desempenho das distribuidoras em áreas de concessão comparáveis. O ponto de partida da trajetória de perdas é estabelecido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos anos civis alcançada pela distribuidora. O ponto de chegada da trajetória é estabelecido comparando o desempenho da distribuidora com outras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista de combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores.
28. A metodologia adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é o da comparação do desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e furtos de energia em sua área de atuação.

29. No caso da RGE, a aplicação da metodologia de Proret 2.6, foi estabelecido o percentual regulatório de 7,7080%, sobre o mercado de baixa tensão medido, para o ano de 2023, o que equivale a 6,1628% sobre o mercado de baixa tensão faturado, com trajetória de redução ao longo do ciclo, de forma que, em 2027 esses percentuais caem para 7,0459% e 5,5008%, respectivamente.

30. A **Parcela B**, cujos custos são administrados pelas distribuidoras, é o objeto no qual se opera a metodologia das revisões tarifárias periódicas. Essa Parcela trata dos custos com a atividade de distribuição e compreende os custos de administração, operação e manutenção, ou seja, os custos operacionais eficientes e o custo anual dos ativos, que reflete os investimentos prudentes realizados pela distribuidora. A Parcela B representa 34,4% dos custos da concessionária e apresentou uma variação de 1,2%, o que representa um impacto tarifário de 0,43%.

31. A metodologia de definição dos **custos operacionais** eficientes estabelece o método de comparação entre concessionárias, para a definição do nível desses custos que serão reconhecidos nas tarifas. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos eficientes que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

32. Os **custos operacionais** variaram em -3,3% contribuindo para uma redução tarifária de -0,52%, a aplicação da metodologia indicou redução dos custos regulatórios ao longo do ciclo. Assim, considerando-se também o índice de produtividade, agregado ao mecanismo de incentivo à qualidade e o desconto das Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos fizeram com que os custos operacionais ficassem menores daquele existente nas tarifas atuais.

33. O **custo anual dos ativos** é formado pela Remuneração do Capital, pela Quota de Reintegração Regulatória e pelas Anuidades. A primeira corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela Concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Líquida e do Custo de Capital. A segunda é formada pela depreciação e pela amortização dos investimentos realizados e visa recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da vida útil e está relacionada à Base de Remuneração Bruta e à Taxa de Depreciação. A última refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo e depende basicamente dos Ativos Imobilizados em Serviço.

34. A **remuneração do capital** sofreu variação de 3,7% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 0,46%. A situação adveio principalmente da variação da base líquida em decorrência dos investimentos realizados pela RGE desde sua última revisão tarifária. As taxas de remuneração também aumentaram quando comparadas com as taxas previstas na revisão tarifária de 2018 da distribuidora. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

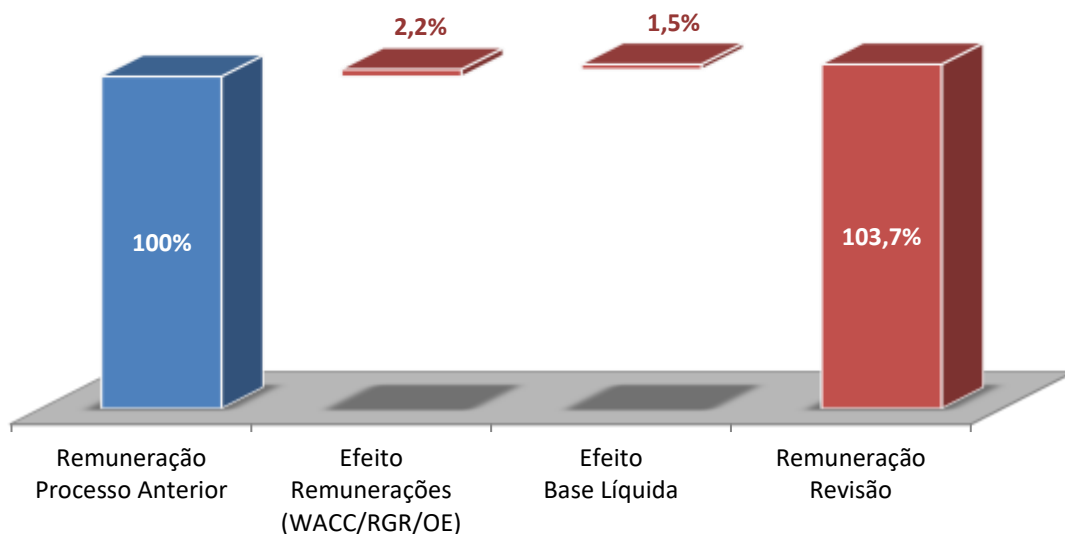


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

35. A **quota de reintegração regulatória** variou 5,7% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 0,32%. Esse aumento se dá, principalmente, em função da variação da base bruta reconhecida. O gráfico abaixo demonstra esse efeito.

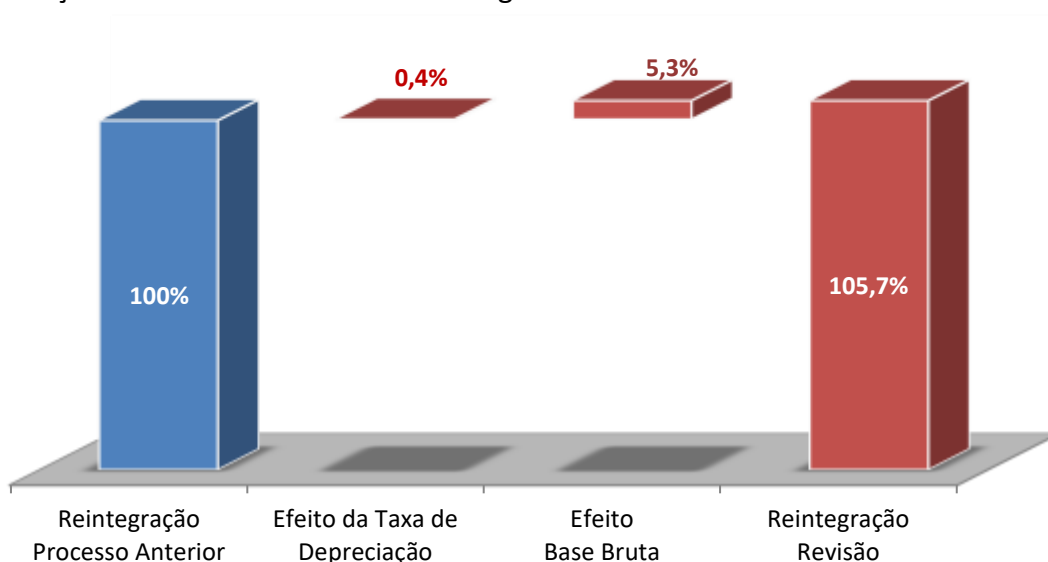


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

36. A cobertura para **anuidades** variou -20,2% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de -0,49% nas tarifas. Esse resultado

proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

37. As **Receitas Irrecuperáveis** variaram -17,0% em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de -0,12% nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a RGE e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.

38. Os valores arrecadados **de Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER)**, passam a ser subtraídos da Parcela B. Os valores em questão foram computados juntamente com **Outras Receitas (OR)**, o que justifica o impacto nas tarifas de -0,24%.

39. Importa ressaltar, que dos valores aqui considerados foram subtraídos os valores de UDER antecipados no processo de reajuste tarifário no ano de 2021, como item de modicidade tarifária, diante dos impactos da pandemia de COVID 19. De acordo com a Nota Técnica do processo citado, foi assegurado a RGE a dedução dos valores considerados, após fiscalização da SFF, bem como o *spread* de 2,8% sobre os valores, que neste processo constam como item financeiro.

40. Ainda sobre a Parcela B, convém ressaltar pleito apresentado pela Distribuidora e pelas associações que a representa, relativo a perda de receita associada à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMDG) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, que não produziram pleno efeito no período de referência.

41. Na 7ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2023 foi deliberada a Revisão Tarifária Periódica da ENEL Rio, onde houve análise e deliberação de pleito semelhante ao que foi apresentado pela RGE tanto como contribuição a CP 09/2023, quanto por meio de Cartas juntadas ao processo.

42. Assim, visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foi acrescentado à receita da distribuidora a perda, por ela estimada, dessa redução. De forma similar ao que foi realizado na RTP da ENEL RJ, e tendo em vista determinação da diretoria, nesta Revisão, o mesmo componente está sendo considerado. O cálculo foi realizado de acordo com as orientações contidas no documento 48581.000489/2023-00, e resultou em R\$ 99.406.776,69, que impactou em 1,03% o efeito médio.

43. A Tabela 3 resume os componentes financeiros incluídos na revisão tarifária da RGE:

Tabela 3. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(216.846.199)	-2,24%
CVA em processamento -Transporte	256.039.424	2,64%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(19.817.204)	-0,20%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	40.796.303	0,42%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(11.910.869)	-0,12%
Sobrecontratação/exposição de energia	120.655.568	1,25%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	1.192.383	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	319.604.408	3,30%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	43.342	0,00%
Ajuste CUSD	596.610	0,01%
Repasse de compensação DIC/FIC	(28.084)	0,00%
Reversão do Risco Hidrológico	(244.655.816)	-2,53%
Conselho de Consumidores	(803.400)	-0,01%
Financeiro CDE Eletrobras	(28.848.792)	-0,30%
Recomposição a conta e Itaipu	122.931.226	1,27%
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009)	(1.959.259)	-0,02%
Spread sobre UDER antecipado	7.837.074	0,08%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(887.749.438)	-9,16%
Neutralidade de Crédito de PIS/COFINS	10.343.057	0,11%
Postergação das Tarifas 2022	8.777.545	0,09%
Neutralidade Conta Escassez	(13.019.961)	-0,13%
Ofício Circular 020/2020	(950.361)	-0,01%
Total	(537.772.442)	-5,55%

Fonte: Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

44. Primeiramente, cabe destacar os impactos positivos dos itens associados ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo, no valor de aproximadamente R\$ 120 milhões, e impacto de 1,25%.

45. Ainda com valor positivo, destaca-se o Financeiro de Recomposição à conta de comercialização de Itaipu, que se refere a reversão do diferimento negativo, considerado no processo tarifário de 2021, associado ao repasse realizado pela conta de comercialização de Itaipu conforme Decretos 10.665/2021. O cálculo do financeiro em tela, estimado em aproximadamente, R\$ 122,9 milhões, foi realizado conforme previsto na NT 247/2021⁵.

46. Quanto os financeiros negativos, destaca-se o Ressarcimento dos créditos de PIS/Cofins, correspondente ao saldo estimado de créditos de PIS/Cofins, de aproximadamente R\$ -887,7 milhões, conforme Lei 14.385/2022, compensados pela empresa distribuidora até a data da revisão em

⁵ Documento SIC nº 48581.001708/2021-00

processamento, bem como a perspectiva de aproveitamento para os próximos 12 meses, os quais devem ser revertidos aos consumidores.

Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

47. O Fator X é índice fixado pela ANEEL e utilizado nos reajustes subsequentes. O objetivo é compartilhar com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

48. Esse índice é constituído de 3 componentes, sendo 2 deles definidos na revisão tarifária, o que trata dos Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd e o de Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais – T.

49. O Componente Pd objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do Setor, do crescimento anual do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta Revisão é de 0,368%.

50. O Componente T tem por objetivo estabelecer uma trajetória de custos operacionais regulatórios, quando a análise de custos operacionais eficientes indica a necessidade de revisão desses custos ao longo do ciclo tarifário. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da RGE é de 1,472%.

51. O outro integrante do Fator X é o Componente Q, fixado anualmente nos processos tarifários. Nesta Revisão Tarifária, o Componente Q é denominado Mecanismo de Incentivo à Qualidade e foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da Concessionária entre 2021 e 2022, resultando em -0,19%. Esse índice almeja incentivar as distribuidoras a investir na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas.

52. Assim, o valor do Fator X a ser utilizado nos reajustes da RGE, até a próxima revisão tarifária, considerará o componente T de 1,472%, sendo que os componentes Q e Pd devem ser calculados em cada processo de reajuste.

53. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 5 e 6⁶.

⁶ No Gráfico 5, destaca-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários. Na construção do Gráfico 6, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias do ICMS, do PIS e da COFINS informadas pela Distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado da ANEEL.

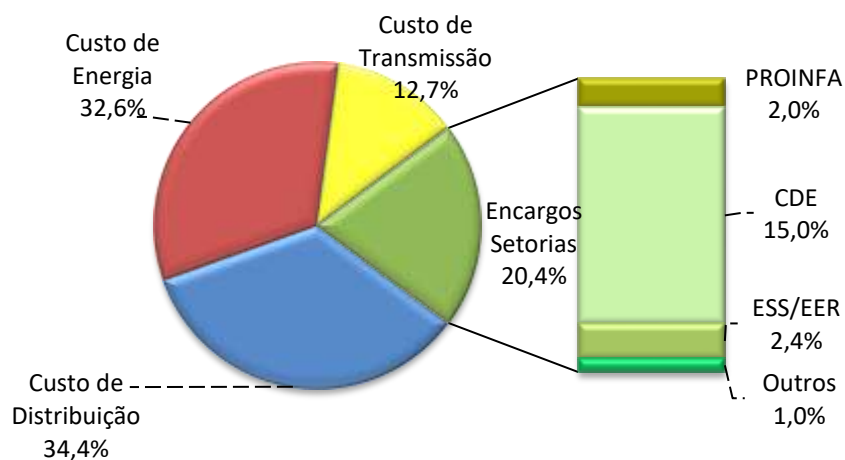


Gráfico 5. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

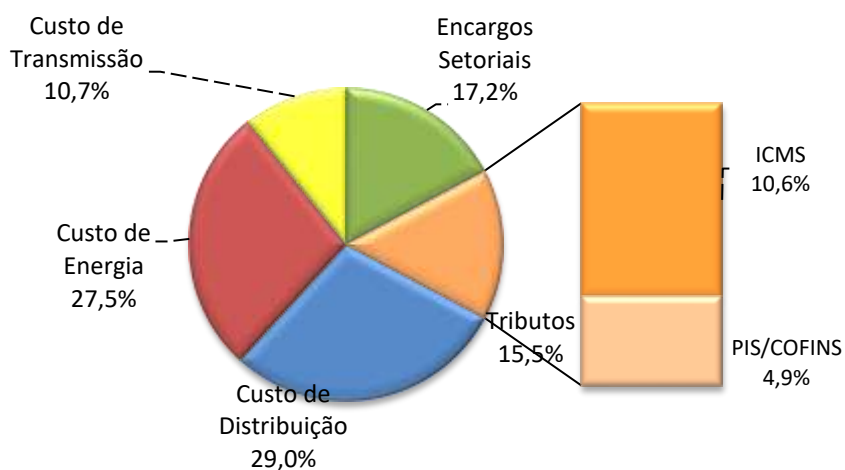


Gráfico 6. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

Comparação entre a proposta de consulta pública e o resultado da revisão

54. A Tabela 4 ilustra a variação ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Consulta Pública e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 4. Comparação da Proposta da CP 09/2023 e a Final

Descrição	CP 09/23 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	6,55%	6,79%	0,24%
Encargos Setoriais	4,50%	3,27%	-1,23%
Custos de Transmissão	2,33%	2,42%	0,09%
Custo de Aquisição de Energia	-0,28%	1,10%	1,38%
PARCELA B	1,97%	0,43%	-1,55%
Reposicionamento Tarifário	8,53%	7,22%	-1,31%
Componentes Financeiros do Processo Atual	-0,30%	-5,55%	-5,25%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	-2,19%	-0,57%	1,62%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	6,03%	1,10%	-4,93%

Fonte: Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

55. Os itens mais afetados e representativos que levaram à variação dos efeitos, quando comparados com a proposta apresentada para a consulta pública, foram:

- a. Parcela A: quando comparado os dois resultados (CP e Final do processo), os itens relacionados à Parcela A apresentaram variação de 0,24%, destacando-se:
 - Nos encargos setoriais: uma variação de -1,23%, destacando-se o efeito de -0,68% resultante da redução dos encargos de EER e ESS;
 - Na compra de energia: variação de 1,38%, especialmente afetada pela nova tarifa de repasse de Itaipu, definida na REH nº 3.193/2022, pouco acima da definida anteriormente e utilizada no cálculo de abertura de SP de acordo com a ReH 3.168/2022;
- b. Parcela B: a variação, de -1,55%, é justificada pela fiscalização da Base de Remuneração efetuada pela SFF com redução de -2,77% nos itens que dependem diretamente dela (anuidades + depreciação + remuneração), observando o incremento econômico referente ao ajuste de mercado associado ao SCEE, com impacto de 1,03%.
- c. Componentes Financeiros: variaram -5,25%, em comparação ao apresentado na CP, fruto, principalmente, da atualização do valor devolvido ao consumidor referente aos créditos de pis/confis a serem aproveitados pela Distribuidora junto à RFB, bem como pela atualização e correção de outros itens.

Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC

56. Em sua contribuição na Consulta Pública, a RGE apresenta as complexidades diferenciadas de seus 100 conjuntos, caracterizados por extensas áreas rurais de difícil acesso, forte presença de vegetação e baixa densidade de unidades consumidoras.

57. Ressalta, também, a ocorrência cada vez mais frequente de eventos climáticos extremos que ocasionam desafios na prestação do serviço.

58. Diante desse cenário, a Distribuidora apresenta uma abrangente contribuição contemplando 88 conjuntos que foram segregados em 4 categorias de acordo com especificidade. Para cada conjunto são apresentadas as considerações da Distribuidora acerca dos desafios e dificuldades associados bem como os limites de DEC e FEC pleiteados que seriam aqueles que a Empresa considera serem os mais adequados diante da complexidade da área de concessão.

59. Esses dados foram analisados pela STD, por meio da Nota Técnica nº 17/2023, que apresenta os limites dos indicadores DEC e FEC propostos para a RGE SUL.

III. DIREITO

60. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.;
- c) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.;
- d) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- e) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret;
- f) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist;
- g) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição nº 12/1997.

IV. DISPOSITIVO

61. A partir de tais argumentos, considerando o que consta dos Processos nº 48500.006892/2022-61 e 48500.000934/2023-31, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (RGE), na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **homologar** o resultado da revisão tarifária periódica da RGE, a vigorar a partir de 19 de junho de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **1,10%**, sendo de **-3,99%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **3,72%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) **estabelecer** o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo;
- d) **aprovar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à RGE, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** os componentes T e Pd do Fator X em 1,472% e 0,368%, respectivamente;
- g) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2028 a serem observados pela RGE; e
- h) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2023 a 2027, conforme tabela a seguir:

	2023	2024	2025	2026	2027
Perdas Técnicas sobre Energia	6,1443%	6,1443%	6,1443%	6,1443%	6,1443%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado	6,1628%	5,9657%	5,7914%	5,6372%	5,5008%

Brasília, 13 de junho de 2023

(Assinado digitalmente)

HÉLVIO NEVES GUERRA
Diretor