

Nota Técnica nº 137/2021 – SGT/ANEEL

Em 18 de junho de 2021

Processos nº **48500.004624/2020-43**

Assunto: Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD – e de Tarifa de Energia – TE – da EMG – Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A. relativas à revisão tarifária periódica de 2021 – Versão Final.

I - DO OBJETIVO

1. Apresentar o cálculo das Tarifas de Referência e Aplicação da TUSD e TE, realizado no âmbito do processo de revisão tarifária periódica de 2021 da Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A. - EMG.

II - DOS FATOS

2. O Contrato de Concessão nº 40/1999, concede a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica para a EMG e estabelece o ciclo tarifário da distribuidora, com a quarta revisão tarifária periódica definida para 22/06/2021.

3. Na revisão tarifária são revistos os custos para prestação do serviço de distribuição de energia. Também é estabelecida a nova estrutura das tarifas a serem praticadas pela distribuidora. Define-se assim novas tarifas de referência, novas relações e sinais entre as diversas tarifas que compõem os subgrupos e suas modalidades tarifárias.

4. As metodologias e procedimentos aplicáveis ao processo de revisão tarifária são definidas nos Procedimentos de Revisão Tarifária – PRORET, sendo os principais:

- I. Módulo 2: cálculo do reposicionamento tarifário;
- II. Módulo 7: cálculo da estrutura tarifária (construção das tarifas);
- III. Submódulo 6.3: cálculo dos encargos de conexão de acessantes;
- IV. Submódulo 10.1: ordem e condições de realização do processo.

5. Além desses, o cálculo também se fundamenta no disposto nos Módulos 2, 6 e 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, no tocante aos dados recebidos para cálculo das tarifas de referência.



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1ED609BA005E2EE4

P. 2 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

6. A proposta preliminar da estrutura tarifária foi apresentada na Consulta Pública nº 08/2021¹, pela Nota Técnica nº 45/2021-SGT/ANEEL, para recebimento de contribuições com vistas ao aprimoramento do cálculo.

7. As contribuições recebidas foram analisadas e o Relatório de Análise das Contribuições constam da Nota Técnica nº 124/2021-SGT/ANEEL, de 15 de junho de 2021.

REFERÊNCIA DOS DADOS UTILIZADOS

8. Os dados utilizados foram encaminhados pela distribuidora e também foram obtidos de outros processos que se relacionam com o cálculo da estrutura tarifária.

Tabela 1 - Dados utilizados no processo

Dado	Origem
Mercado	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP Carta ENERGISAMG/VPR-ANEEL/Nº030/2020, de 29 de dezembro de 2020
Custos regulatórios	Nota Técnica nº 134/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021, que define o reposicionamento tarifário
Dados Físicos	Carta ENERGISAMG/VPR-ANEEL/Nº030/2020, de 29 de dezembro de 2020
Curvas de carga e Fluxo de potência	Carta ENERGISAMG/VPR-ANEEL/Nº030/2020, de 29 de dezembro de 2020
Custos unitários	Carta ENERGISAMG/VPR-ANEEL/Nº030/2020, de 29 de dezembro de 2020
Dados de perdas Técnicas	Calculado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD Nota Técnica nº 67/2021-SRD/ANEEL, de 24/05/2021 e Memorando nº 126/2021-SRD/ANEEL

9. Os dados foram solicitados à distribuidora inicialmente pelo Ofício Circular nº 032/2020-SGT/ANEEL.

III – DA ANÁLISE

III.1 – RESULTADOS

CONSUMIDORES

10. O resultado da revisão tarifária da EMG implicará efeitos médios a serem percebidos de forma distinta de acordo com o subgrupo², modalidade, contratação (cativo ou livre), conforme os resultados demonstrados nos

¹ www.aneel.gov.br, no link Participação Pública → Audiências públicas

² Subgrupos conforme art. 2º REN 414/2010: A1 (≥ 230 kV); A2 (88 a 138 kV); A3 (69 kV); A3a (30 a 44 kV); A4 (2,3 A 25 kV); AS (< 2,3 kV subterrâneo); B1 (residencial); B2 (rural); B3 (demais classes); B4 (Iluminação pública); B (< 2,3 kV); A (≥ 2,3 kV)



P. 3 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

gráficos a seguir. A comparação é feita em relação ao último processo tarifário aprovado pela Resolução Homologatória nº 2.696/2020.

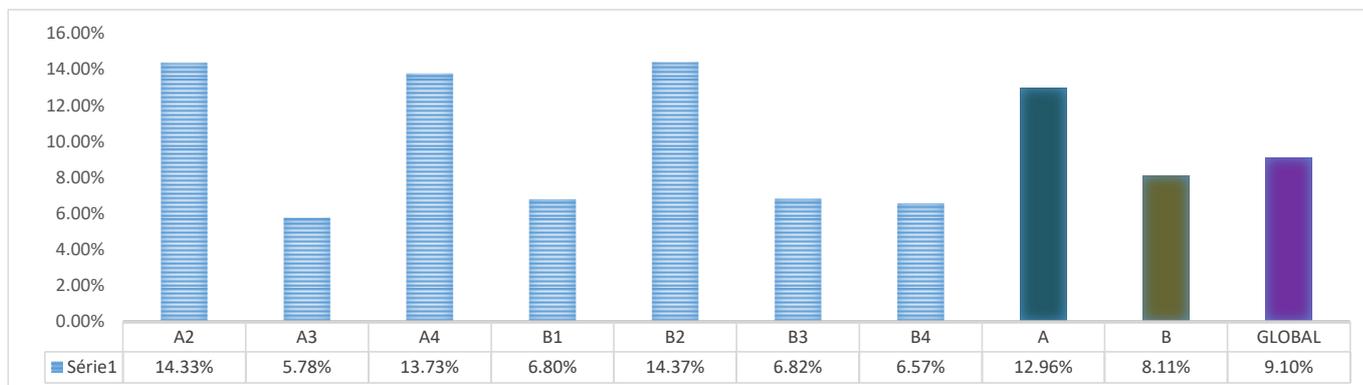


Gráfico 1 – Efeito Médio por subgrupo (financeiro)

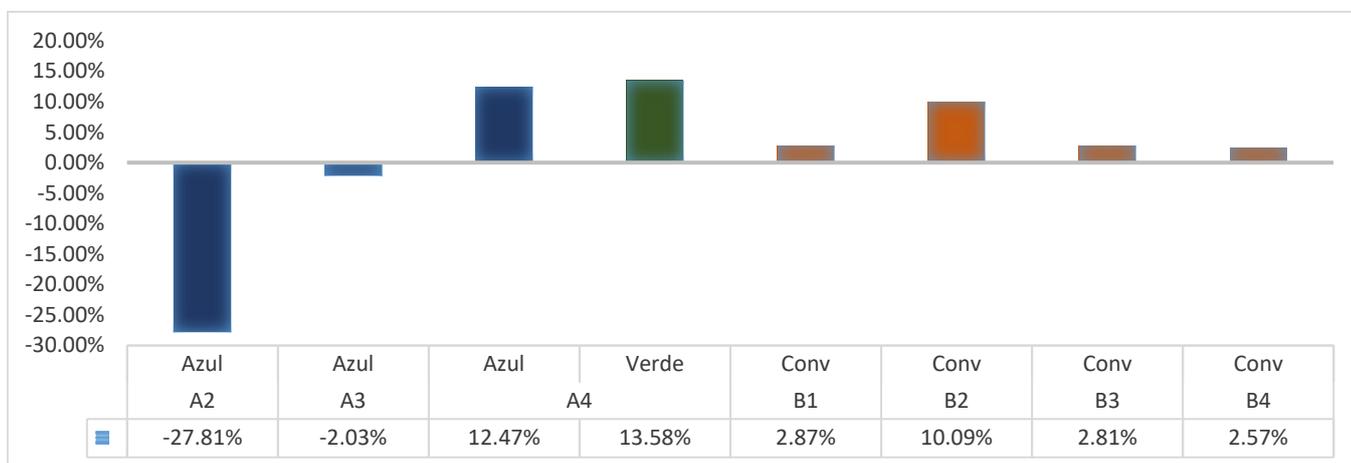


Gráfico 2 – Efeito Médio TUSD por modalidade e subgrupo (financeiro)



P. 4 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

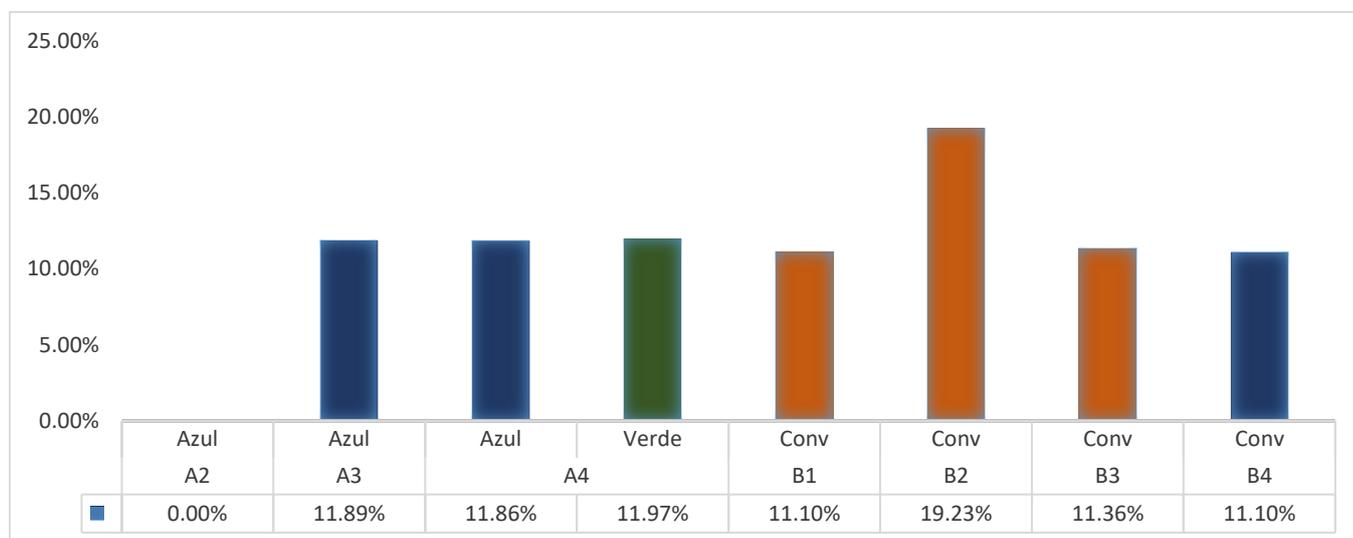


Gráfico 3 – Efeito Médio TE por modalidade e subgrupo (financeiro)

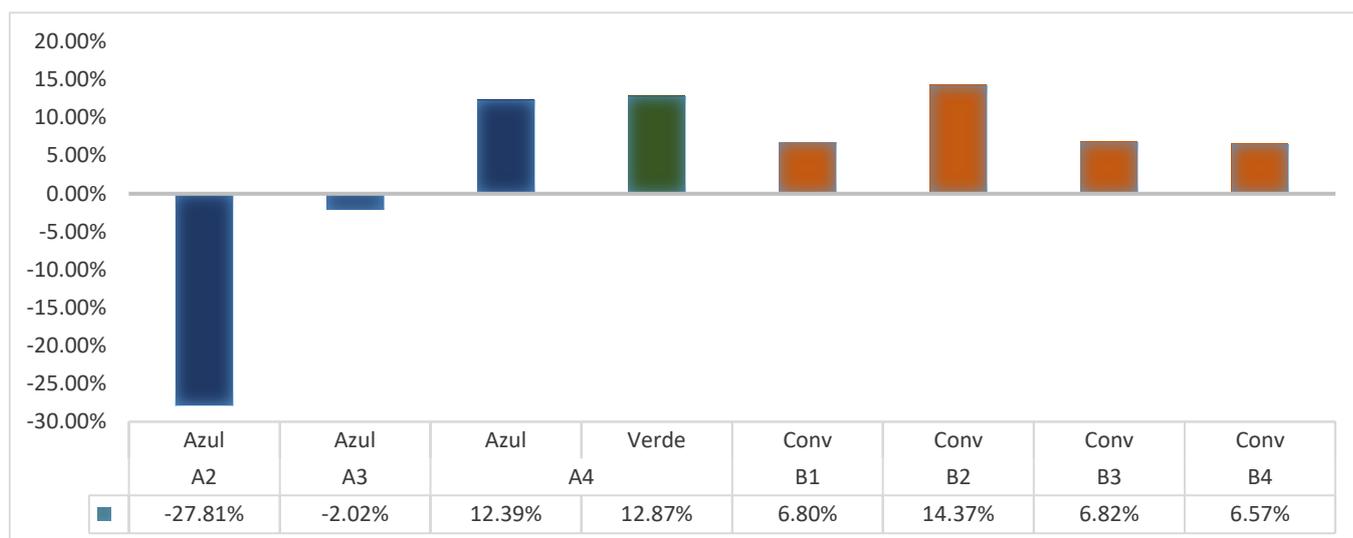


Gráfico 4 – Efeito Médio por Modalidade e subgrupo, consumidor cativo (financeiro)

DEMAIS ACESSANTES

11. O gráfico a seguir apresenta o efeito médio da TUSD para os demais acessantes: Geração e Distribuição por subgrupo tarifário.

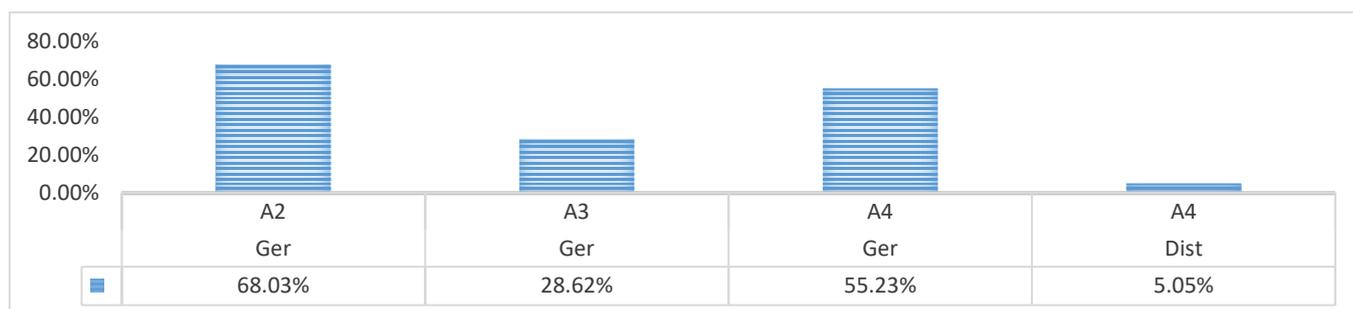


Gráfico 5 – Efeito Médio por modalidade e subgrupo (demais acessantes) (financeiro)

P. 5 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

12. A Tabela 2 apresenta as tarifas de aplicação, base financeira, e as relações entre as tarifas das modalidades convencional e Branca para o Grupo B para os subgrupos em que exista a opção de escolha do consumidor.

Tabela 2 – Valores das Tarifas por modalidade e subgrupo - Grupo B

Subgrupo	Convencional (R\$/MWh)	Branca (R\$/MWh)			Variação tarifa Branca/Convencional		
		Ponta	Intermediário	Fora Ponta	Ponta	Intermediário	Fora Ponta
B1 (< 2,3 kV - Residencial)	668.95	1208.99	785.95	548.03	80.73%	17.49%	-18.08%
B1 (< 2,3 kV - Residencial) - baixa renda	595.84						
B2 (< 2,3 kV - Rural)	588.67	1103.41	715.35	490.17	87.44%	21.52%	-16.73%
B3 (< 2,3 kV – Demais Classes)	668.95	1377.33	886.96	581.70	105.89%	32.59%	-13.04%
B4a (< 2,3 kV - IP)	367.93						

III.2 - DADOS DE ENTRADA

13. Para obtenção dos resultados apresentados foram utilizados os seguintes dados de entrada:

Tabela 3 – Dados utilizados e origem

Dado	Origem	Detalhes	Referência
Mercado	SAMP	Faturado (Demanda e Energia)	Período de referência (12 meses anteriores)
	Distribuidora	Medido (Energia)	12 meses conforme orientação da ANEEL
Custos regulatórios	Cálculo reposicionamento tarifário	Discriminada por componente tarifário	
Dados Físicos	Distribuidora	Quantidade por módulo	Conforme orientação da ANEEL
Custos unitários	Distribuidora	Custo por módulo	Valor de reposição atual
Curvas de carga e Fluxo de potência	Distribuidora	Tipologias	Momento de carga máxima
		Diagrama unifilar	Momento de carga máxima
Dados de perdas Técnicas	ANEEL/SRD (cálculo perdas técnicas)	Fator de perdas de potência média	12 meses conforme cálculo da ANEEL/SRD
		Fator de perdas por agrupamento	12 meses conforme cálculo da ANEEL/SRD

III.3 - TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSD

i. Cálculo dos Custos Médios

14. Para os Custos Marginais de Expansão por agrupamento (faixa de tensão), foram utilizados os Custos Médios, obtidos por módulos de equipamentos/redes, considerando a razão entre o custo total, obtido pelo produto dos custos unitários e o quantitativo de cada módulo, e o carregamento máximo do agrupamento, com base no sistema de distribuição existente na referência adotada.



P. 6 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

15. O detalhamento do cálculo dos custos médios está descrito nas Notas Técnicas nº 065/2014-SRD/SRE-ANEEL, de 14 de julho de 2014 e nº 92/2014-SGT/SRD/ANEEL, de 09 de abril de 2015, e pode ser reproduzido na planilha disponibilizada.

16. Os resultados dos custos médios por agrupamentos estão indicados na Tabela 4.

Tabela 4 – Custos Médios

Agrupamento	Custo Médio
	R\$/kW
AT-2	186.77
AT-3	138.23
MT	868.47
BT	450.85

ii. Cálculo da Proporção de Fluxo

17. A proporção de fluxo é obtida do diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência do sistema elétrico da distribuidora. Esse foi construído com base nas medições fornecidas pelas distribuidoras nas fronteiras da sua rede no momento de carga máxima do sistema (injeções) e nas tipologias de carga e rede.

18. A Tabela a seguir apresenta os valores apurados de proporção de fluxo total (proporção de fluxo direta mais proporção de fluxo indireta) entre os subgrupos tarifários.

Tabela 5 – Proporção de Fluxo Total³

Agrupamento	AT-2	AT-3	MT	BT
AT-2	1.00			
AT-3	0.93	1.00		
MT	0.91	0.70	1.00	
BT	0.91	0.70	1.00	1.00

iii. Tipologias de cargas e redes

19. As tipologias representam o comportamento dos consumidores e o carregamento das redes da distribuidora em análise.

20. A distribuidora obteve um conjunto de curvas de carga de consumidores e de transformações de tensão por meio da campanha de medidas. Posteriormente, realizou-se a agregação das curvas características para obtenção da tipologia da carga, da rede e das injeções. Essas tipologias foram obtidas por meio de técnicas estatísticas de agrupamento. O relatório fornecido pela distribuidora detalha a definição das tipologias.

³ Os relatórios do aplicativo Cálculo das Tarifas de Referência – CTR utilizados no cálculo das Tarifas de Referência adotam como terminologia do agrupamento MT (que agrega os subgrupos A4 e A3a) como A4, e do agrupamento BT (que agrega o Grupo B e o subgrupo S) como B.



P. 7 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

21. Como parte do processo, as tipologias encaminhadas pela distribuidora foram ajustadas ao mercado de referência dos respectivos agrupamentos⁴.

22. Os agregados das tipologias de carga por agrupamento já ajustados ao mercado são apresentados nos Gráficos a seguir.

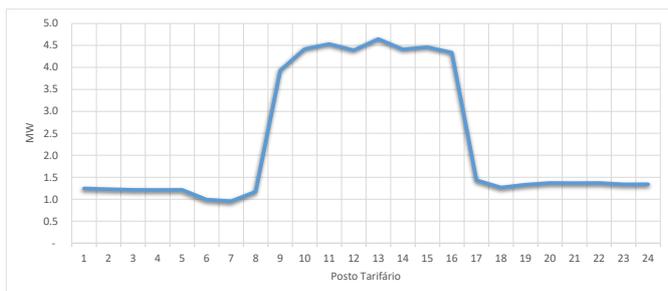


Gráfico 6 – Consumidor-tipo AT-2 - Agregado

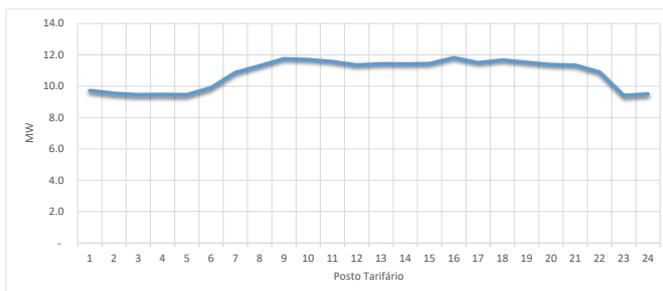


Gráfico 7 – Consumidor-tipo AT-3 – Agregado

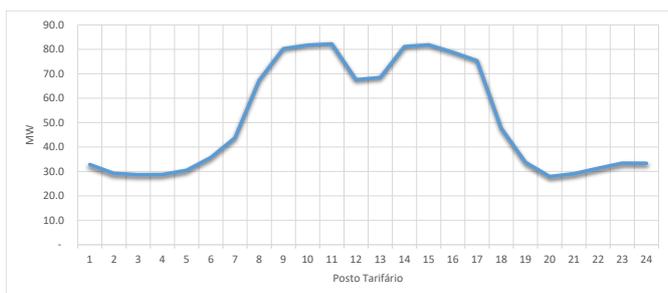


Gráfico 8 – Consumidor-tipo MT – Agregado

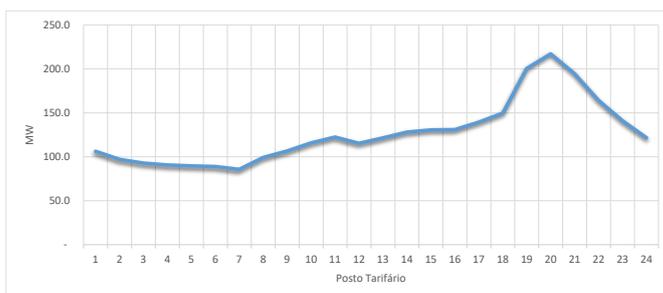


Gráfico 9 – Consumidor-tipo BT – Agregado

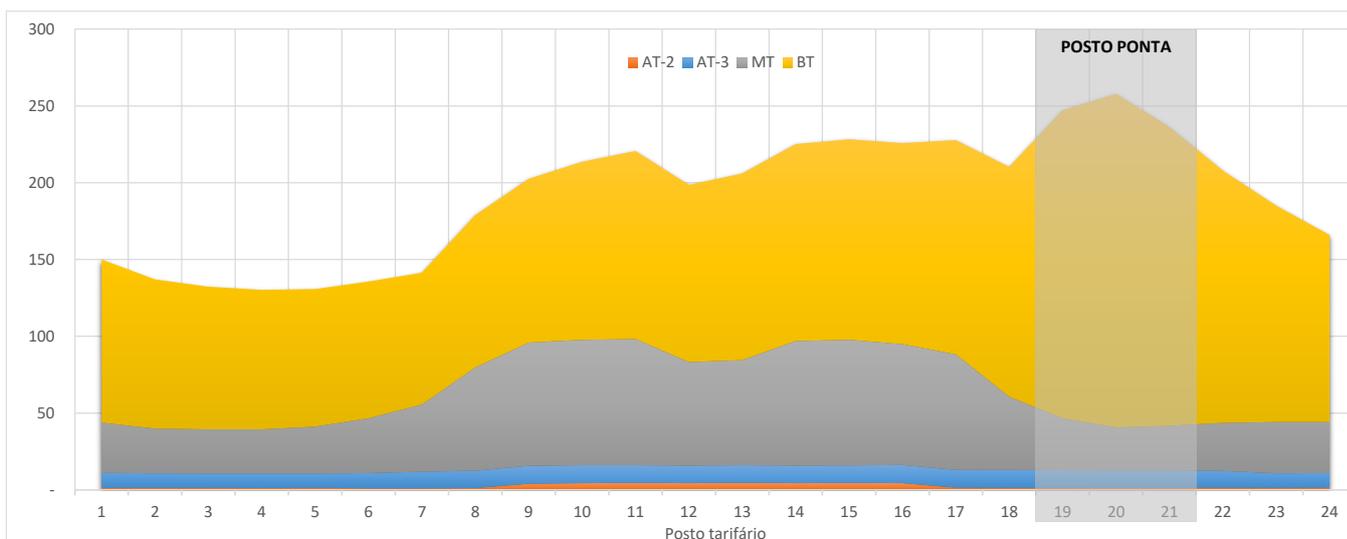


Gráfico 10 – Agregado Consumidores-tipo

⁴ Corresponde ao mercado do período de referência. O período de referência, por definição do PRORET, corresponde ao período de 12 meses imediatamente anteriores ao mês da revisão tarifária periódica.



P. 8 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

iv. Definição dos postos tarifários ponta, fora ponta e intermediário

23. Os custos marginais de capacidade foram calculados para os postos tarifários ponta e fora ponta, definidos na REN nº 414/10:

- Horário de ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e mais oito feriados nacionais;
- Horário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

24. A EMG informou que o horário de ponta definido e praticado atualmente é o das 17h30 às 20h30 no período fora do horário de verão, e das 18h30 às 21h30 para o horário de verão. Ela solicitou a alteração para o período das 18h00 às 21h00, motivado pelo comportamento da carga, em especial porque a ponta do sistema ocorre entre 19h00 e 20h00 e também que a demanda às 21h00 é superior à demanda às 17h30.

25. Entende-se adequado a solicitação da Distribuidora, contudo conforme casos pretéritos, os consumidores devem ser avisados previamente para minorar os impactos. Desse modo, deve-se, primeiramente, notificar esses consumidores da alteração e definir um período de transição, de tal forma que seja possível a adaptação à nova realidade. Os prazos são baseados em outras experiências anteriores de alteração de postos tarifários e deverão constar na Resolução Homologatória: 30 dias para notificação das unidades consumidoras pela distribuidora; e 6 meses para aplicação do novo posto tarifário.

26. Cumpre destacar que a adoção da hora de verão foi encerrada pelo Decreto n. 9.772 de 25 de abril de 2019. Portanto não existe mais a necessidade da adoção de postos tarifários específicos durante sua vigência.

27. A análise dos agregados dos consumidores-tipo obtidos pela distribuidora e ilustrados anteriormente mostra que o horário de ponta proposto pela distribuidora está coerente com as curvas de carga agregada de seu sistema elétrico.

28. Quanto ao posto intermediário, aplicável somente à modalidade tarifária horária Branca do Grupo B, a distribuidora não apresentou propostas. Portanto, conforme regulamentação do PRORET, esse será definido em dois períodos de 1 hora, imediatamente anterior e posterior ao posto ponta.

Tabela 6 – Postos tarifários

Grupo A		
Posto Fora Ponta	Posto Ponta	
21h00 às 17h59 (dia seguinte)	18h00 às 20h59	
Grupo B		
Posto Fora Ponta	Posto Intermediário	Posto Ponta
22h00 às 16h59 (dia seguinte)	17h00 às 17h59	18h00 às 20h59
	21h00 às 21h59	

P. 9 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

v. Fatores de Perdas de Potência

29. O Fator de Perdas de Potência – fpp – é utilizado no cálculo da estrutura vertical da Parcela B e da Tarifa de Referência dos custos de uso dos sistemas de transmissão e do sistema de distribuição de outras distribuidoras.

30. Utilizou-se a perda de potência para a demanda média, calculada no processo definição dos índices de perdas técnicas, conforme Módulo 7 do PRODIST, como estimativa da taxa média de perda potência.

Tabela 7 – Fatores de Perdas de Potência para demanda média

Agrupamento	AT-2	AT-3	MT	BT
AT-2	0.0217			
AT-3	0.0347	0.0116		
MT	0.0579	0.0380	0.0240	
BT	0.0963	0.0756	0.0611	0.0095

vi. Estrutura Vertical⁵

31. A Estrutura Vertical – EV – é a proporção relativa entre os agrupamentos tarifários, definidos por níveis de tensão (grupos e subgrupos tarifários), utilizada na construção do componente tarifário TUSD-FIO B, referente aos custos de Parcela B da receita requerida de distribuição.

32. A EV foi obtida com base na repartição da receita teórica entre os agrupamentos tarifários (subgrupos/grupos) definidos de acordo com os níveis de tensão, proporcionais aos custos marginais de capacidade (CMC) e ao mercado teórico de demanda. Posteriormente, esses foram corrigidos considerando que uma parcela dos custos foi rateada de forma proporcional ao número de unidades consumidoras de cada agrupamento tarifário. Adicionalmente é realizado ajuste ao mercado faturado considerando a relação ponta/fora ponta.

33. O CMC foi calculado por meio da ponderação do valor do custo marginal de expansão de cada subgrupo/grupo tarifário (obtido por meio dos custos médios) pela forma como o fluxo de potência se distribui pelas redes (obtida por meio dos fatores de proporção de fluxo) e pela forma como os consumidores do sistema de distribuição utilizam as redes da distribuidora (obtida através dos fatores de responsabilidade de potência).

34. A Responsabilidade de Potência – RP – introduz a sinalização horária no cálculo do custo marginal de capacidade do consumidor-tipo. Indica a participação, por posto tarifário, de determinado consumidor-tipo na formação das demandas de ponta das redes que atendem o nível de tensão em que ele se conecta, bem como os níveis de tensão a montante. A Responsabilidade de Potência foi obtida por meio das tipologias de cargas, redes e injeções, do fator de perdas de potência e do fator de coincidência dos consumidores-tipo nas pontas das redes-tipo.

⁵ No cálculo da Estrutura Vertical das distribuidoras, a ANEEL utiliza o aplicativo CTR, versão 2.20.0.1.



P. 10 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

Tabela 8 – Estrutura Vertical

Agrupamento	EV%	
	Nova (RTP atual)	Vigente (último IRT)
AT-2	0.41%	0.50%
AT-3	0.83%	1.11%
MT	23.85%	20.19%
BT	74.91%	78.19%

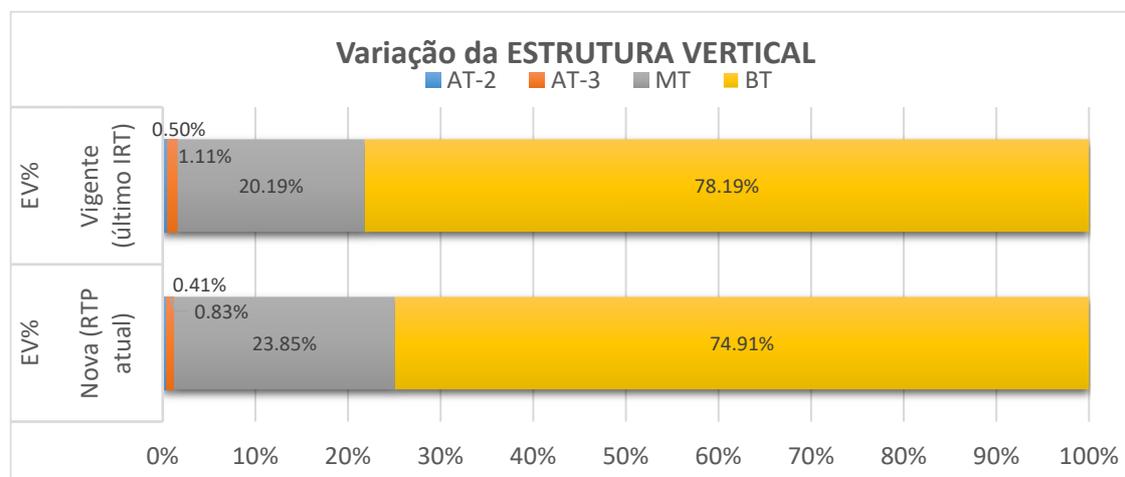


Gráfico 11 – Estrutura Vertical

vii. Tarifas de Referência

35. As Tarifas de Referência – TR – refletem a relatividade para os diversos subgrupos e modalidades tarifárias e são base de cálculo das Tarifas de Aplicação para cada um dos componentes de custo.

36. Cada componente da TUSD possui custos específicos, que são calculados: i) como selo, em R\$/kW ou em R\$/MWh; ii) de forma proporcional aos custos marginais de capacidade; ou iii) pela responsabilidade de custos de determinado subgrupo tarifário.

37. As Tarifas de Referência consideradas no cálculo da TUSD estão detalhadas na Tabela a seguir.

Tabela 9 – Composição das TR da TUSD

Função/componente	Definição	Critério de rateio
TUSD Fio A	Custo com o uso e a conexão às instalações da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, e rede de distribuição de outras distribuidoras	Responsabilidade de Custo (R\$/kW)
TUSD Fio B	Remuneração dos ativos, quota de reintegração decorrente da depreciação, custos operacionais	Custo Marginal (R\$/kW)
TUSD – Perdas Não Técnicas	Correspondente ao custo das perdas não técnicas de energia em MWh, valorada pelo preço médio de compra	% da receita de TUSD (R\$/MWh)
TUSD – Perdas Técnicas	Custo das perdas técnicas da distribuição, em MWh, valorada pelo preço médio de compra	Perdas do Subgrupo Tarifário (R\$/MWh)
TUSD – Perdas RB / Distribuição	Custo das perdas elétricas na Rede Básica devido às perdas no sistema de distribuição	Perdas do Subgrupo Tarifário (R\$/MWh)
TUSD – Encargos (P&D_EE, TFSEE)	Custos dos Encargos Setoriais (P&D_EE, TFSEE)	Selo por subgrupo (R\$/MWh)

P. 11 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

Função/componente	Definição	Critério de rateio
TUSD – Encargos (ONS*, PROINFA)	Custos dos Encargos Setoriais (ONS e PROINFA)	Selo (R\$/MWh)
TUSD – Encargos (CDE)	Custo do Encargo Setorial (CDE)	Trajectoria regulatória estabelecida no PRORET 7.2 (Tabela 2) (R\$/MWh)

* somente para contratos que ainda não celebraram o termo aditivo.

38. Obedecendo a sequência de cálculo, as Tarifas de Referência são inicialmente calculadas segundo os critérios definidos na tabela anterior. Numa segunda etapa, essas tarifas são ajustadas de acordo com as modalidades tarifárias de cada subgrupo/grupo tarifário, uma vez que cada uma possui características específicas de tarifação de acordo com os postos tarifários e a forma de faturamento em demanda ou energia.

a) Tarifas de Referência – TUSD Fio A

39. As Tarifas de Referência TUSD FIO A determinam as relatividades entre as tarifas dos agrupamentos tarifários para recuperação dos custos incorridos pela distribuidora com o uso de ativos de propriedade de terceiros: rede básica, rede básica de fronteira, rede de outra distribuidora e conexão às instalações de transmissão e distribuição.

40. A metodologia aplicada busca definir um critério de alocação que leve em consideração a responsabilidade dos usuários na formação dos custos da TUSD FIO A, como definido no Submódulo 7.1 do PRORET.

41. Os dados de curvas agregadas de carga e rede, fatores de perda de potência e proporções de fluxo para o cálculo das Tarifas de Referência TUSD FIO A são os mesmos utilizados no cálculo das Tarifas de Referência TUSD FIO B.

b) Tarifas de Referência – TUSD Fio B

42. Com base em todos os insumos apresentados, pode-se calcular as Tarifas de Referência TUSD FIO B, que são obtidas por modalidade, agrupamento e posto tarifário de acordo com as equações definidas no Submódulo 7.1 do PRORET.

43. O mercado de referência de demanda para os agrupamentos AT, Grupo A, é o mercado faturado, sendo este ajustado, com base no perfil típico do agrupamento tarifário, quando não existir a segregação ponta e fora de ponta. O mercado de referência de demanda para o agrupamento BT, Grupo B, baseia-se nas tipologias ajustadas ao mercado faturado.

44. A relação ponta/fora de ponta das Tarifas de Referência TUSD FIO B de cada agrupamento tarifário é determinada de forma que seja mantida a atual relação ponta/fora de ponta da Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE (FIO A + FIO B). Em alguns casos essa relação pode ser alterada caso não seja garantida a relação máxima de 10 vezes para o componente FIO B. No caso da EMG, a atual relação ponta/fora de ponta não foi mantida nos agrupamentos AT-2 e AT-3.

45. A Tabela a seguir apresenta a relação ponta/fora de ponta das Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE da EMG.



P. 12 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

Tabela 10 - Relação entre os postos tarifários da Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE

Agrupamento	RFPF		RINT-FP
	Atual (Último reajuste)	RTP	
AT-2	2.32	2.41	
AT-3	2.65	2.45	
MT	2.53	2.53	
AS	-	-	
BT	5.00	5.00	3.00

c) Tarifas de Referência – Perdas Técnicas

46. Os valores das Tarifas de Referência – Perdas Técnicas foram obtidos através do fator de perdas de energia. O fator de perdas de energia – fpe – aloca as perdas técnicas entre os agrupamentos tarifários de acordo com a contribuição de cada agrupamento nessas perdas. Os montantes de perdas técnicas de energia por nível e por transformação entre níveis, calculados conforme o Módulo 7 do PRODIST, foram utilizados como insumos para o cálculo do fpe. Essas Tarifas de Referência foram definidas em R\$/MWh.

d) Tarifas de Referência – Perdas Não Técnicas e Receitas Irrecuperáveis

47. Como definido no Submódulo 7.3 do PRORET, deve-se distribuir o custo proporcionalmente à distribuição de receita referente à TUSD, excluindo o componente perdas não-técnicas e receita irrecuperável. Com base neste custo, o valor do componente TUSD Perdas Não-Técnica é calculado na forma de um selo em R\$/MWh por agrupamento tarifário.

48. A mesma Tarifa de Referência é adotada para o cálculo da componente Receitas Irrecuperáveis.

e) Tarifas de Referência – Encargos

49. Conforme definido no Submódulo 7.2 do PRORET, as Tarifas de Referência da TUSD ENCARGOS, salvo TFSEE e P&D_EE, possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos associados.

50. Para TFSEE, as Tarifas de Referência, em R\$/MWh, serão a relação entre a receita de cada subgrupo tarifário do Grupo A e a do Grupo B – obtida pelo produto do componente TUSD FIO B base econômica pelo Mercado de Referência – e o respectivo mercado de energia.

51. Para P&D_EE, as Tarifas de Referência serão obtidas, em R\$/MWh, pela aplicação da alíquota percentual de P&D_EE ao somatório dos componentes tarifários, base econômica, referentes à: TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD PERDAS, PROINFA, ONS e TFSE

52. Para a TUSD CDE, as tarifas de referência estão definidas na Tabela 2 do Submódulo 7.2 do PRORET, seguindo a trajetória regulatória estabelecida em lei.



P. 13 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

53. Deve-se considerar ainda a não incidência das componentes tarifárias CDE e PROINFA para a subclasse residencial baixa renda.

f) Tarifas de Referência – Modalidades

54. As Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE, obtidas em R\$/kW, foram utilizadas para o cálculo da modalidade tarifária horária azul dos subgrupos do Grupo A. Para as demais modalidades dos subgrupos do Grupo A e para o Grupo B devem ser realizados ajustes.

55. Para a modalidade horária verde, a Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE do posto ponta é convertida para R\$/MWh pelo Fator de Carga (FC) de cruzamento das retas tarifárias verde e azul.

56. O valor do fator de carga de cruzamento das retas tarifárias foi definido em 0,66, valor padrão regulamentado no PRORET.

57. Para a modalidade convencional binômia do Grupo A, as Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE ponta e fora de ponta foram convertidas para uma única Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE em R\$/kW com base no perfil típico de consumo da modalidade. Cabe destacar que essas tarifas foram utilizadas no processo de cálculo tarifário, mas não serão publicadas.

58. No caso da modalidade convencional monômia do Grupo B, as Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE ponta e fora de ponta foram convertidas para uma Tarifa de Referência em R\$/MWh por meio do mercado de teórico de demanda, obtido das tipologias e do mercado de referência de energia.

59. As Tarifas de Referência por subgrupo e modalidade tarifária estão detalhadas na planilha de cálculo.

60. A correlação entre os agrupamentos adotados na construção das Tarifas de Referência e os subgrupos/modalidades que possuem Tarifas de Aplicação calculadas estão descritas no quadro a seguir.

Tabela 11– Correlação entre agrupamento e Subgrupo

Subgrupo/Grupo	Agrupamento
A2	AT-2
A3	AT-3
A3a	MT
A4	MT
AS	BT
B	BT

Tabela 12 – Correlação entre Tarifas de Referência e Aplicação

Modalidade (Tarifa de Referência)	Modalidade (Tarifa de Aplicação)
TLU tarifa de longa utilização na ponta	Tarifa horária Azul
TCU tarifa de curta utilização na ponta	Tarifa horária Verde
TCV tarifa convencional	Tarifa convencional Monômia
TB	Tarifa horária Branca



P. 14 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

g) Tarifas de Referência – Modalidade Uso Distribuição

61. Conforme define o Submódulo 7.2 do PRORET, a Tarifa de Referência TUSD Transporte modalidade distribuição será diferenciada conforme o tipo de conexão entre as distribuidoras.

h) Tarifas de Referência – Modalidade Geração

62. Conforme define o Submódulo 7.4 do PRORET, as tarifas para as centrais geradoras serão diferenciadas por subgrupo tarifário.

63. Para o subgrupo A2, as tarifas são definidas segundo a REN nº 349/2009, sendo uma tarifa locacional e nominal. As tarifas de referência estão definidas na REH nº 2.727 de 14 de julho de 2021.

64. Para o subgrupo A3, conforme PRORET 7.4, a tarifa vigente deve ser atualizada pelo IGP-M.

65. O PRORET 7.4 define metodologia específica para definição da TUSDg dos subgrupos A3a e A4 e Grupo B.

III.4 TARIFAS DE REFERÊNCIA – TE

66. A Tarifa de Referência para o componente TE - Energia é definida conforme tabela abaixo.

Tabela 13 – Tarifas de Referência TE – Energia elétrica comprada para revenda

POSTO/MODALIDADE		TR - TE R\$/MWh
TR_EN _P	Energia horária posto ponta	1,72
TR_EN _{FP}	Energia horária posto fora ponta	1,00
TR_EN _C	Energia convencional	1,06

67. Conforme definido no PRORET 7.2, as Tarifas de Referência para a TE TRANSPORTE, TE PERDAS e TE ENCARGOS possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos associados.

68. Por fim, ressalta-se que todas as Tarifas de Referência constam nas guias “TR TUSD” e “TR TE” da planilha PCAT.

III.5 MERCADO DE REFERÊNCIA

69. O mercado de referência compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no período de referência⁶ a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição. O mercado é discriminado segundo os critérios de definição das tarifas: subgrupos, modalidades, classes, subclasses tarifárias e acessantes específicos.

⁶ O período de referência, por definição do PRORET, corresponde ao período de 12 meses imediatamente anteriores ao mês da revisão tarifária periódica.



P. 15 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

III.6 TARIFAS DE APLICAÇÃO

70. O processo de construção das tarifas finais é composto de 3 etapas: construção das Tarifas de Referência, construção das Tarifas Base Econômica e das Tarifas Base Financeira.

71. As Tarifas de Referência norteiam a forma como o custo será rateado entre os subgrupos e modalidades tarifárias. Após sua obtenção, ajusta-se a receita teórica, obtida a partir delas, ao custo requerido, através de fatores de ajuste. Estes são aplicados às Tarifas de Referência de forma equiproporcional por componente tarifário. Ou seja, todas as Tarifas de Referência do componente tarifário são ajustadas com o mesmo fator, independentemente do subgrupo tarifário e modalidade tarifária.

72. As tarifas obtidas são chamadas Tarifas Base Econômica, pois recuperam os custos econômicos regulatórios da distribuidora.

73. Para obtenção das Tarifas Base Financeira é necessário a construção de fatores de ajuste que recuperem a receita regulatória financeira da distribuidora para cada componente tarifário. O processo de construção dos fatores de ajuste é o mesmo descrito para a Tarifa Base Econômica. Cabe destacar que o cálculo da Tarifa Base Financeira tem a particularidade da Tarifa CVA, que é uma subdivisão dos financeiros necessária para o cálculo do saldo a compensar da CVA.

74. A Tarifa de Aplicação, a ser aplicada ao mercado, será a soma das Tarifas Base Econômica e Tarifa Base Financeira, que considera também a Tarifa CVA.

i. Cálculo da TUSD e TE Base econômica

75. Nesse caso emprega-se o mercado de referência e os custos regulatórios deduzidos os valores recuperados por encargos de conexão e tarifas definidas para acessantes específicos (consumidores do subgrupo A1, centrais geradoras do subgrupo A2, distribuidoras tipo D1 e D3).

ii. Cálculo da TUSD e TE Base financeira

76. Por fim, a Tarifa base financeira corresponde ao produto da Tarifa base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente de custo tarifário. O fator multiplicativo por componente de custo tarifário base financeira é efetuada pela relação entre os custos financeiros e o resultado da multiplicação do valor das tarifas base econômica pelo mercado ajustado.

77. Para as distribuidoras sob a égide do novo aditivo do contrato de concessão (fundamentado no Decreto 8.461/15), o montante de custos financeiros considerados são os valores apurados, que terão a neutralidade apurada no processo tarifário subsequente. Já para as distribuidoras que não celebraram o aditivo contratual e não possuem neutralidade de custos financeiros, os valores são ajustados conforme o parâmetro de crescimento de mercado.

78. Deve observar que as centrais geradoras do subgrupo A2 que tiveram tarifa estabilizada por serem vendedoras no leilão de energia nova não terão suas tarifas financeiras.



P. 16 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

III.7 - FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

79. O Submódulo 7.1 do PRORET estabelece alguns parâmetros de flexibilização da estrutura tarifária que podem ser alterados com base em estudo fundamentado por parte da distribuidora. No caso da EMG, foi utilizada a estrutura tarifária padrão estabelecida no PRORET.

III.8 – TARIFAS ESPECÍFICAS

i. Centrais geradoras do subgrupo A2

80. Como já citado, as tarifas são definidas segundo a REN nº 349/2009, sendo uma tarifa locacional e nominal. As tarifas de referência estão definidas na REH nº 2.727 de 14 de julho de 2021 (TUSDg de referência ciclo 2020/2021).

81. No caso das centrais geradoras que se sagraram vendedoras em leilão, as tarifas são definidas na Resolução que aprovou o respectivo Edital.

ii. Unidades consumidoras do subgrupo A1

82. A EMG, não atende nenhuma unidade consumidora neste subgrupo.

III.9 - ENCARGO DE CONEXÃO DE ACESSANTES

83. São responsáveis pelo pagamento deste encargo de conexão as unidades consumidoras do subgrupo A1 e as distribuidoras classificadas como tipo D1 e D3 nos termos do PRORET Submódulo 7.2, que utilizam instalações específicas na conexão que devem ser remuneradas por meio de um encargo calculado pela ANEEL nos termos do Submódulo 6.3 do PRORET. Os demais tipos de acesso não possuem encargo de conexão com valor regulado definido pela ANEEL.

Tabela 14 – Tipo de conexão – Modalidade Distribuição

Distribuidora	Subgrupo	Tipo de acesso
Cemig-D	A4	D4

III.10 – DESCONTOS TARIFÁRIOS

84. Parte da receita não será recuperada pelas tarifas, mas coberta por meio de repasses da CDE. Assim, os descontos tarifários previstos no Decreto nº 7.891/2013 e a redução tarifária da subclasse residencial baixa renda não deverão compor a base tarifária. Esses valores são obtidos no processo de cálculo de construção das tarifas. A tabela a seguir apresenta o valor dos descontos previstos para o mercado de referência e as novas tarifas. Cabe destacar que se soma a esse valor o ajuste (positivo ou negativo) referente aos descontos considerados no processo tarifário anterior.

85. Cabe destacar também os valores apurados referentes ao mercado baixa renda. Estes valores são considerados no cálculo tarifário, contudo, o valor a ser percebido pela distribuidora é homologado em processo específico da ANEEL.



P. 17 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

Tabela 15 – Subsídio tarifário cobertos pela CDE

DESCONTO	PREVISÃO (anual)
	R\$
Subsídio Carga Fonte Incentivada	R\$ 20,220,223.26
Subsídio Geração Fonte Incentivada	R\$ 18,103,452.75
Subsídio Distribuição	R\$ 0.00
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	R\$ 1,573,759.48
Subsídio Rural	R\$ 16,389,494.71
Subsídio Irrigante/Aquicultor	R\$ 325,035.66
Subsídio Baixa Renda	R\$ 25,515,107.36

86. As previsões levam em consideração os efeitos do Decreto n. 9.642/2018, que estabeleceu duas mudanças significativas: i) redução gradual em 20% ao ano, extinguindo os benefícios em 5 anos a partir do processo tarifário de 2019, dos descontos nas tarifas (TUSD e TE) da classe rural, em todas as suas subclasses (rural, serviço público de irrigação e cooperativa), e também da classe serviço público de água, esgoto e saneamento.

III.11 – TRANSIÇÕES

87. No caso da EMG não foi aplicada nenhuma transição na construção das tarifas.

III.12 – IMPACTOS TARIFÁRIOS RELEVANTES

88. O item III.1 apresenta os resultados discriminados por modalidades, subgrupos e para a TUSD e a TE. A seguir, serão avaliados os resultados observando a decomposição da variação dos componentes tarifários.

i. TARIFA DE ENERGIA – TE

89. Observa-se que a variação da TE é similar para os diferentes subgrupos. O principal impacto é a variação do custo regulatório do componente tarifário ESS/ERR.

90. Para melhor observação e avaliação qualitativa, abaixo há um gráfico tipo radar que distribui o efeito médio de 12,35% pelos diferentes custos regulatórios.



P. 18 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

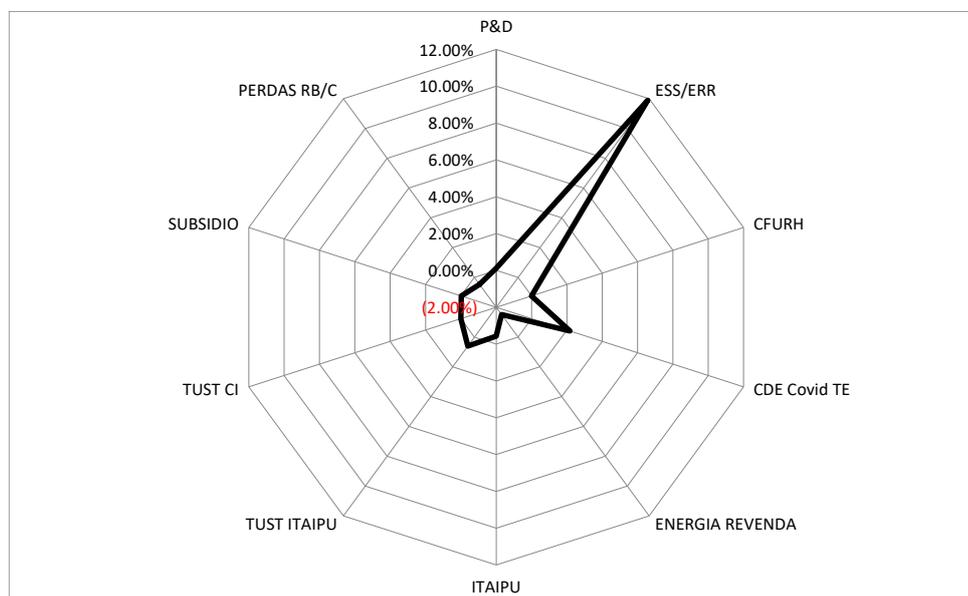


Gráfico 12 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário
 Tarifa: TE
 Modalidade: todas (média)
 Subgrupo: todos (média)

ii. TARIFA DE USO – TUSD

91. A análise da TUSD é mais complexa. Primeiro porque envolve duas variáveis de faturamento de natureza distinta, potência e energia, resultando em maior diversidade de perfis de contratação e uso. Segundo porque os coeficientes utilizados no cálculo apresentam variabilidade maior e também número de possibilidades tarifárias mais amplo, o que conduz a uma dispersão elevada dos resultados, em relação ao observado na TE. Assim, a análise será feita por modalidade e subgrupo tarifário.

92. No gráfico a seguir, analisando toda a receita recuperada pela TUSD, observa-se que as variações mais significativas são nos componentes CDE e Fio B.

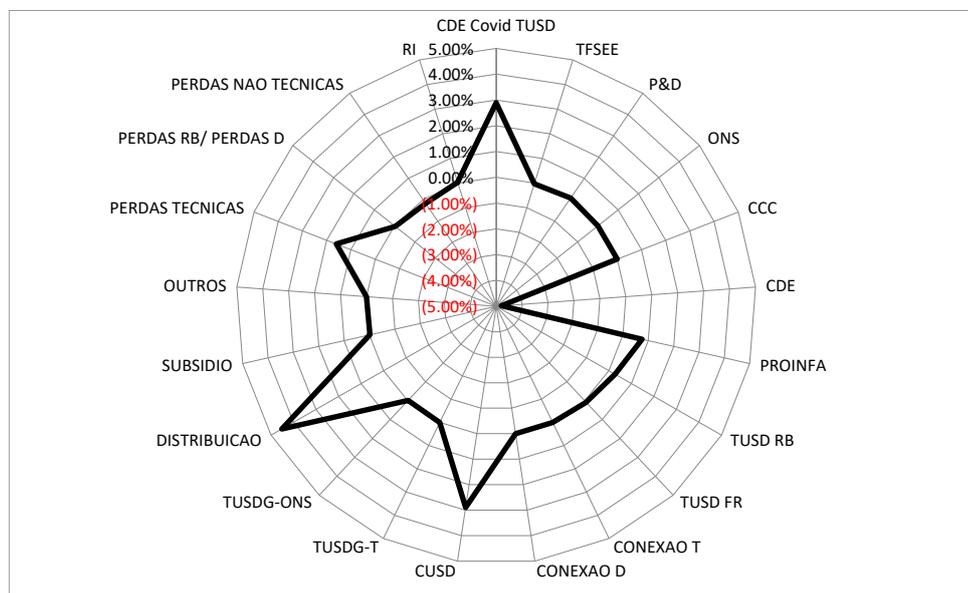


Gráfico 13 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário

P. 19 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

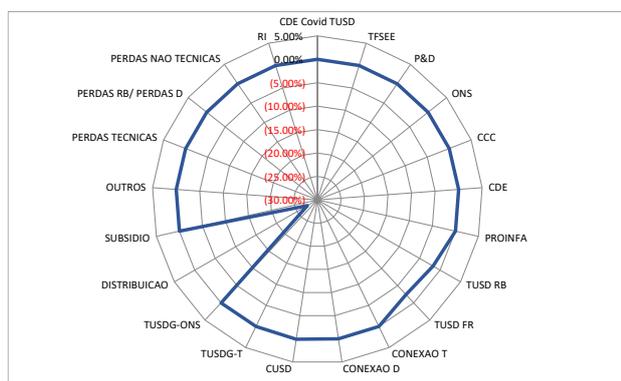
Tarifa: TUSD

Subgrupo: todos (média)

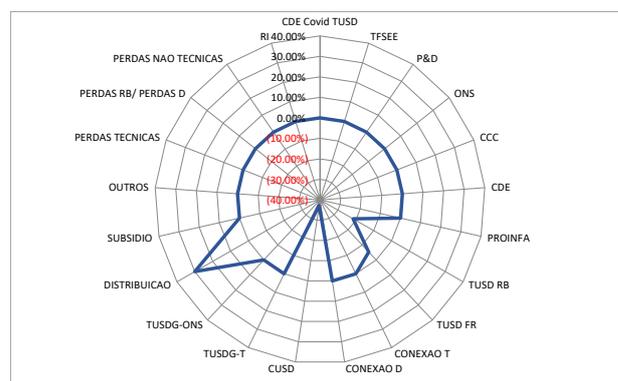
Modalidade: todos (média)

SUBGRUPO A2

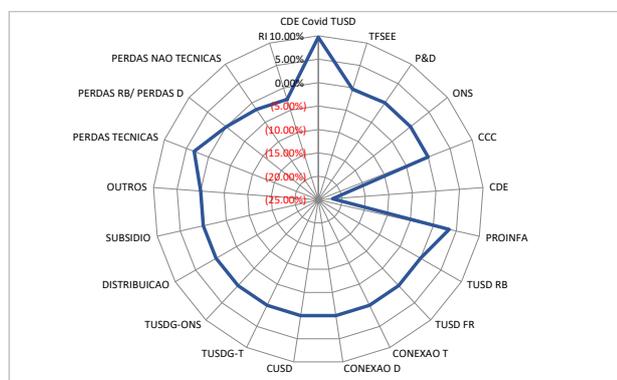
93. Para a modalidade azul, subgrupo A2, as variações relevantes observadas são para os componentes: CUSD e Fio B), referente à nova estrutura tarifária (alocação de custos).



Demanda Ponta



Demanda Fora Ponta



Energia

Gráfico 14 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário
Tarifa: TUSD

Modalidade: Azul

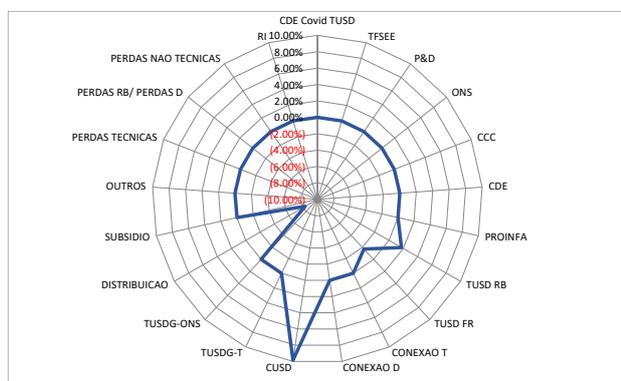
Subgrupo: A2

SUBGRUPO A3

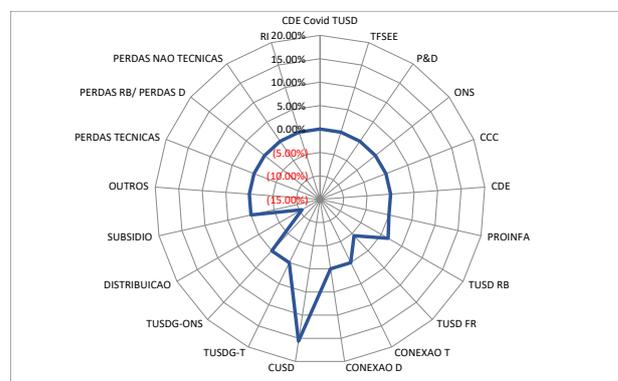
94. Para a modalidade azul, subgrupo A3, as variações relevantes observadas são para os componentes: CDE e CDE Covid devido a variação do custo regulatório.



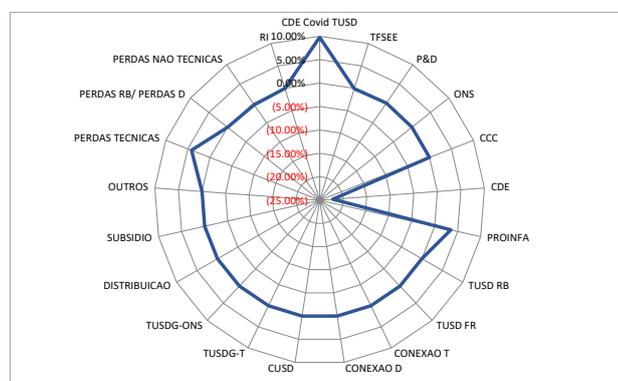
P. 20 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.



Demanda Ponta



Demanda Fora Ponta



Energia

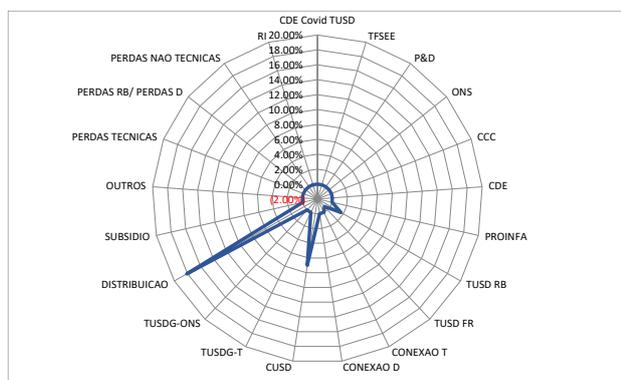
Gráfico 15 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário
Tarifa: TUSD

Subgrupo: A3

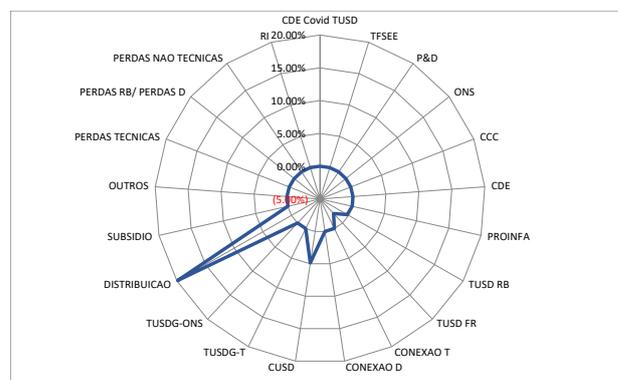
Modalidade: Azul

SUBGRUPO A4

95. A seguir tem-se o resultado para as modalidades azul e verde, subgrupo A4. As variações relevantes observadas são para os componentes CDE, referente à variação do custo regulatório e Fio B, reflexo principalmente da nova estrutura tarifária.

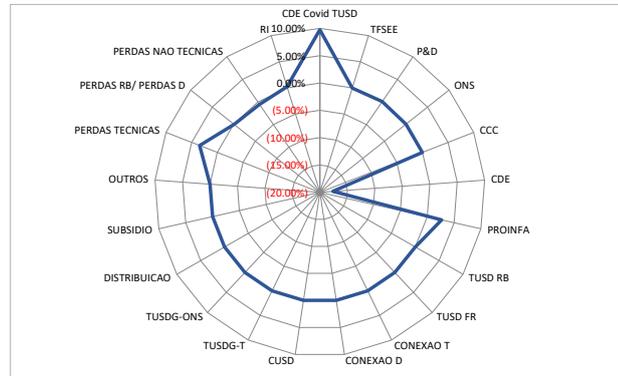


Demanda Ponta



Demanda Fora Ponta

P. 21 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

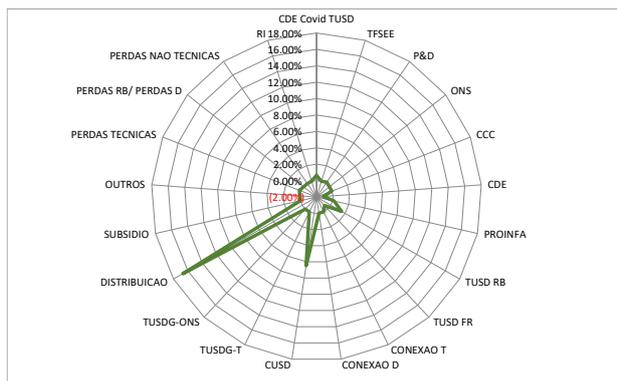


Energia

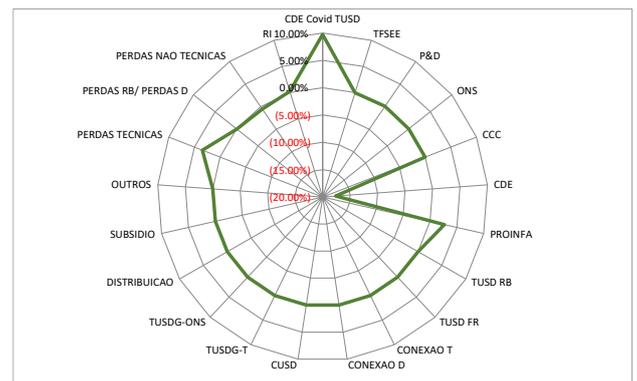
Gráfico 16 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário
Tarifa: TUSD

Subgrupo: A4

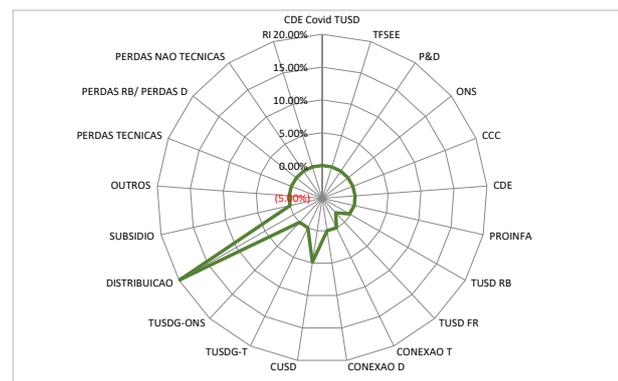
Modalidade: Azul



Energia Ponta



Energia Fora Ponta



Demanda

Gráfico 17 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário
Tarifa: TUSD

Subgrupo: A4

Modalidade: Verde

SUBGRUPO B1



P. 22 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

96. Para o subgrupo B1, as variações significativas observadas são para as componentes tarifárias CDE e CDE Covid, devido a variação de custo regulatório.

97.

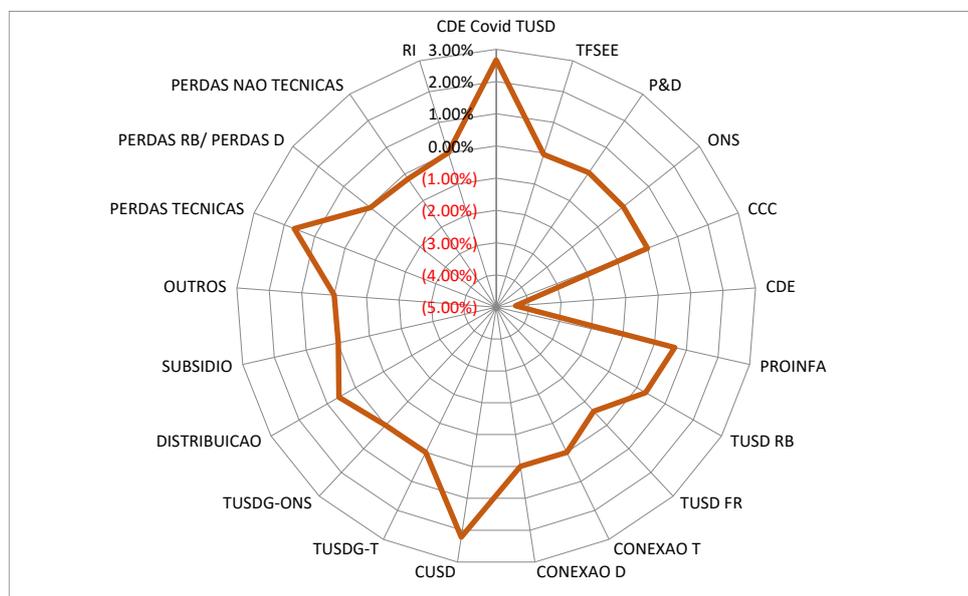


Gráfico 18 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário
 Tarifa: TUSD
 Modalidade: Convencional
 Subgrupo: B1

98. Não serão apresentados os gráficos para os demais subgrupos do grupo B (B2, B3 e B4), contudo, as conclusões são as mesmas apresentadas para o subgrupo B1.

GERAÇÃO

99. O impacto tarifário foi devido ao recálculo do sinal locacional, nos termos da REN nº 349/2009. Desta forma, no recálculo das tarifas de referência, a variação percebida pela central geradora pode ser negativa ou positiva, de acordo com a variação do sinal locacional que recebe influência: da configuração da Rede Unificada - RU; da entrada de novos ativos e de novas centrais geradoras; da variação da receita de referência da RU; e da alteração da carga conforme o MUST contratado pela distribuidora. Nos reajustes tarifários posteriores, a variação se dará pelo valor do IGP-M e do Fator X da distribuidora.

100. O impacto para o subgrupo A3 é basicamente a variação do IGP-M.

101. Os impactos para os subgrupos A3a e A4 foram devidos a alteração metodológica, com a definição de uma tarifa de referência nos termos do PRORET.

DISTRIBUIÇÃO

102. A tarifa para modalidade distribuição é nominal e depende do tipo de acesso, classificado os termos do PRORET, Submódulo 7.2. O efeito tarifário deverá seguir a variação média das tarifas modalidade azul, das componentes demanda.



P. 23 Nota Técnica nº 137/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

103. São fundamentos legais e infra legais:

- Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, art. 15, § 6º;
- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 3º com redação pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004;
- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, Anexo I, art. 4º, inciso X;
- Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, art. 1º, §1º;
- Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013;
- Contrato de Concessão dos Serviços Públicos de Distribuição;
- Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;
- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

V - DA CONCLUSÃO

104. A presente Nota Técnica, em complemento com as planilhas de cálculo, apresenta o processo de construção da estrutura das tarifas da EMG e a análise dos resultados. Tais documentos devem subsidiar a proposta de Revisão Tarifária Periódica da distribuidora.

105. Os valores foram calculados utilizando dados enviados pela distribuidora e outros definidos no processo de revisão tarifária.

106. Cabe destacar que, nos termos do Submódulo 7.1 do PRORET, a distribuidora não solicitou nenhuma flexibilização dos parâmetros de cálculo.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

107. Recomenda-se a submissão desta Nota Técnica à Diretoria colegiada da ANEEL para subsidiar a definição da estrutura tarifária, como parte do processo da Revisão Tarifária Periódica de 2021 da EMG.

(Assinado digitalmente)

DIEGO LUÍS BRANCHER
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

ROBSON KUHN YATSU
Especialista em Regulação

De acordo

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária - SGT

