

VOTO

PROCESSO: 48500.001279/2020-96

INTERESSADOS: Distribuidoras de energia elétrica e Consumidores

RELATOR: Diretor Rodrigo Limp Nascimento

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG; Superintendência de Gestão Tarifária – SGT e Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM

ASSUNTO: Proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais à proposta de atualização das faixas de acionamento e dos valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias para o Ciclo 2020/2021

I - RELATÓRIO

1. Trata-se de proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais à proposta de atualização das faixas de acionamento e dos valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias para o Ciclo 2020/2021.
2. A Resolução Homologatória nº 2.551, de 21 de maio de 2019, estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das Bandeiras Tarifárias de que tratam o submódulo 6.8 do Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, com vigência a partir de 1º junho de 2019.
3. Em 27 de fevereiro de 2020, as Superintendências de Regulação dos Serviços de Geração - SRG, Gestão Tarifária - SGT e Regulação Econômica e Estudos do Mercado - SRM emitiram a Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL¹, propondo a atualização das faixas da sistemática de acionamento e novos valores para os adicionais das Bandeiras Tarifárias.
4. Em 2 de março de 2020, o processo foi distribuído, mediante sorteio, a esta Relatoria.

II – FUNDAMENTAÇÃO

5. Inicialmente será apresentado o desempenho do sistema de Bandeiras Tarifárias no ciclo 2019/2020, as variáveis históricas e os valores atualizados a serem agregados ao modelo. Posteriormente, será abordada a incorporação de Prêmios de Repactuação do Risco Hidrológico,

¹ SicNet nº 48550.000170/2020-00



além de outros parâmetros, e do tratamento da cobertura de custos nos processos tarifários, para então se apresentar os valores finais das Bandeiras Tarifárias.

II.1 – Do acionamento e desempenho financeiro da Conta Bandeiras ao longo de 2019

6. No primeiro semestre de 2019 a programação da operação, conduzida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, sinalizou panorama energético favorável, em consonância com as condições médias esperadas para essa época do ano. Em sintonia com essa conjuntura, o sistema de Bandeiras Tarifárias registrou predominância de eventos de Bandeira Verde.

7. Da mesma forma, no segundo semestre, em paralelismo com a dinâmica sazonal do regime hidrológico característico do Sistema Interligado Nacional - SIN, houve aumento na frequência de acionamentos de Bandeira Amarela e Vermelha – Patamar 1, porém, sem a necessidade de uso do segundo patamar da Bandeira Vermelha.

8. A Figura 1 apresenta a comparação entre o acionamento da Bandeira Tarifária e a trajetória verificada de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 2019, revelando aderência entre o sinal promovido pela Bandeira e a conjuntura energética do sistema.

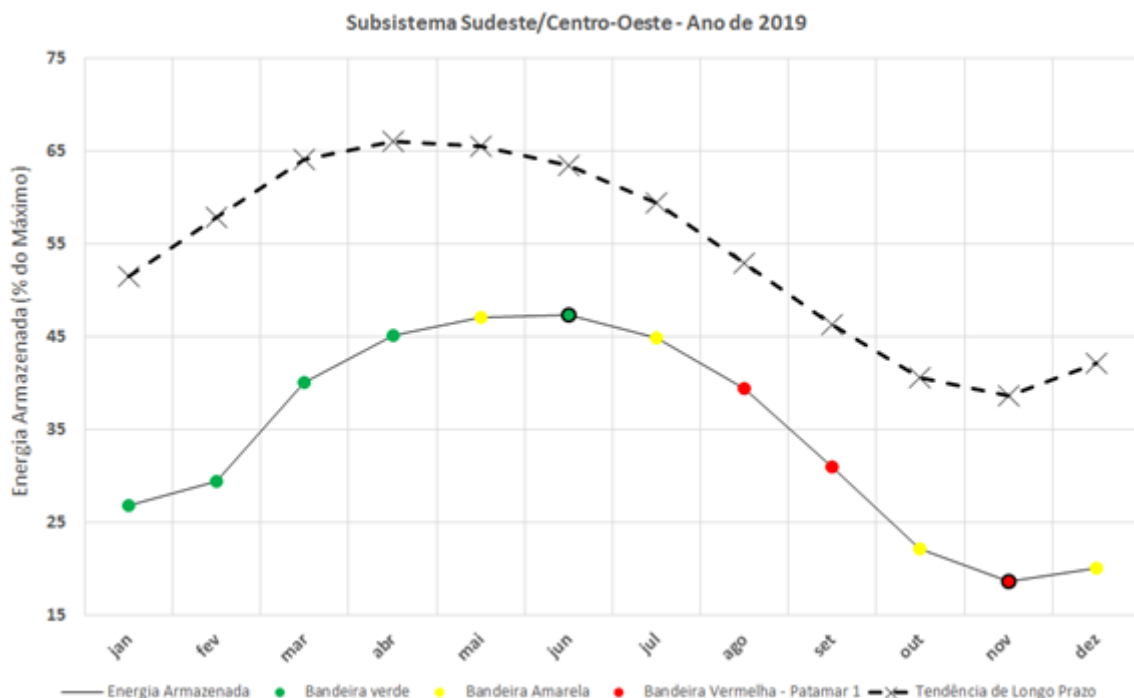


Figura 1 – Histórico de Acionamento das Bandeiras Tarifárias e trajetória de armazenamento do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 2019.

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

9. Do ponto de vista econômico-financeiro, a Figura 2 demonstra que no ano de 2019 a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, denominada como Conta Bandeiras, apresentou um desempenho satisfatório. Apesar de no primeiro semestre ter ocorrido saldo negativo, ao considerar o volume financeiro total movimentado no ano, somadas as parcelas de cobertura tarifária e os valores dos adicionais aplicados - cerca de R\$ 24,5 bilhões - o saldo em dezembro revelou desvio relativo de aproximadamente 3% - cerca de R\$ 750 milhões.

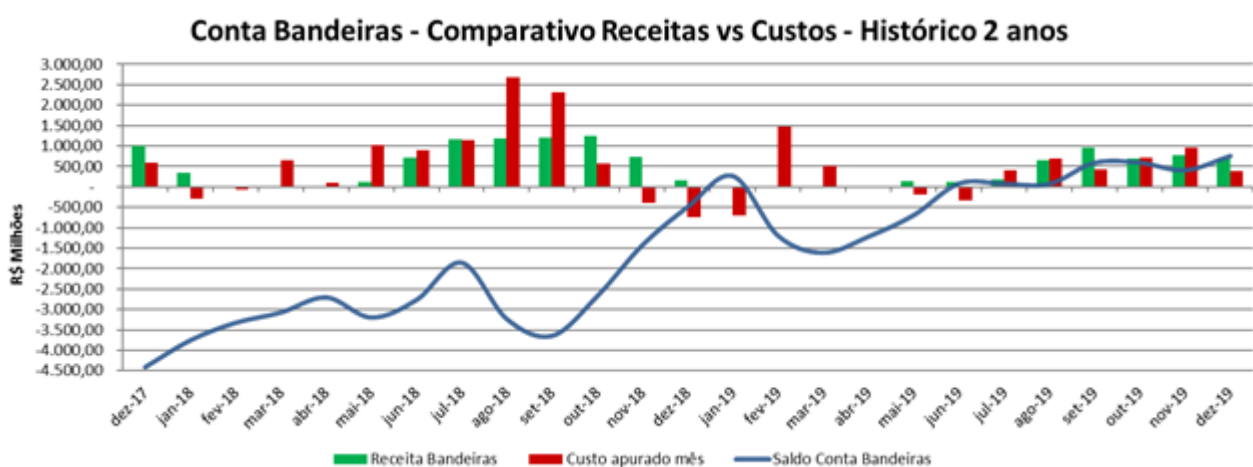


Figura 2 – Desempenho financeiro da CCRBT em 2018 e 2019

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

II.2 – Da atualização de variáveis e parâmetros históricos

10. Conforme estabelecido no item 17 do Submódulo 6.8 do PRORET², há a previsão de que as faixas de acionamento observem a atualização do histórico operativo conhecido do SIN, em que se incluem as variáveis atinentes à operação em 2019.

11. Além disso, outros parâmetros regulatórios devem ser incorporados, como os valores do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças e os seus novos limites válidos a partir de 2020, a estimativa de mercado em que se aplica o sistema de Bandeiras, a projeção de volume de energia

² “17. A definição das faixas de acionamento observará limiares de risco definidos segundo o histórico operativo conhecido do Sistema Interligado Nacional (SIN), mediante caracterização da função distribuição acumulada (FDA) da variável fator de ajuste do MRE, e será realizada conforme os seguintes critérios: a) Bandeira Tarifária Verde: quantil estatístico da FDA associado à probabilidade de 75%; b) Bandeira Tarifária Amarela: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 75% e 85%; c) Bandeira Tarifária Vermelha: intervalo da FDA compreendido entre os quantis 85% e 95%. i. Patamar 1: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 85% e 90%; e ii. Patamar 2: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 90% e 95%.”

total vinculado às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e índice de inflação, conforme Tabelas 1 e 2 abaixo.

Tabela 1 – Índice de inflação o e atualização dos limites para o PLD

Inflação 2019 (IBGE, 2020) ³	Limites PLD ⁴					
	PLDmin (R\$/MWh)			PLDmax (R\$/MWh)		
	2019	2020	Variação	2019	2020	Variação
4,3%	42,35	39,68	-6,3%	513,89	559,75	+8,9%

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

Tabela 2 – Fator de mercado para equalização dos custos atrelados ao risco hidrológico

Mercado Bandeiras (MWm)	Mercado MRE (MWm)	Fator de Mercado ⁵
35.331,24	32.113,47	1,10

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

12. O detalhamento da metodologia, rito e memória de cálculo referente à incorporação dos dados relativos ao ano de 2019 constam da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL.

II.3 – Dos Prêmios de Repactuação do Risco Hidrológico

13. A partir de 1º de julho de 2020, a maior parte dos prêmios associados à repactuação do risco hidrológico, conforme Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, passarão a integrar volume de receitas fixas que comporão a Conta Bandeiras.

14. Essa receita promoverá alívio permanente de custos vinculados à exposição ao risco hidrológico no Mercado de Curto Prazo ou elevação de receitas, quando em cenários de apuração de energia secundária sistêmica no âmbito do MRE.

³ Baseada na variação acumulada do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em 2019, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=o-que-e>

⁴ A instrução administrativa que levou à definição dos novos critérios para a fixação dos limites do PLD consta da Audiência Pública nº 022/2019. Os detalhes podem ser consultados em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=C0dxQTJ8&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_stat_e=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=2322&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica

⁵ Razão entre o volume energético do mercado que suporta financeiramente a Conta Bandeiras e o montante de energia vinculado ao resultado financeiro do MRE, discriminado na rubrica *Generation Scaling Factor* – GSF dos processos da Bandeira Tarifária.



15. A Tabela 3 demonstra os volumes de energia repactuados cujo aporte financeiro relativo aos prêmios de risco passará a ser significativo a partir de 1º de julho de 2020. A obrigação financeira de cada repactuação depende do produto escolhido e do ano de celebração do termo.

Tabela 3 – Volumes de energia repactuada que passarão a aportar prêmio de risco (MWh)

Tipo de Produto	Ano					Total
	2016	2017	2018	2019	2020	
SP 100	4.623	1017	292	16	1.015	6.963
SP 99	85	-	-	-	-	85
SP 95	-	-	-	243	-	243
SP 92	104	931	425	-	-	1.459
SP 90	31	-	-	-	-	31
SP 89	-	151	351	178	-	680
SPR 100	-	-	4.571	2	-	4.573
Total						14.034

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

16. A concatenação das informações de energia repactuada, em cada janela anual, com os respectivos valores de prêmios à época estabelecidos, com a devida atualização monetária, levou à contabilização de valor financeiro a ser incluído na receita esperada em favor da Conta Bandeiras, que dividido pelo respectivo mercado de consumo gerou o valor unitário de R\$ 4,55/MWh.

17. Essa receita de prêmios de repactuação⁶ deve ser subtraída do custo de referência da exposição ao risco hidrológico nos patamares Amarelo e Vermelho, resultando em valor líquido de referência conforme disposto na Tabela 4.

Tabela 4 – Custo de referência do risco hidrológico para os patamares das Bandeiras

Item	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
VU em 2019 (R\$/MWh)	18,34	48,39	73,55
VU em 2020 (R\$/MWh)	18,73	45,53	68,20
Prêmio (R\$/MWh)	-4,55	-4,55	-4,55
VU líquido em 2020 (R\$/MWh)	14,18	40,97	63,64
Variação 2019/2020	-23%	-15%	-13%

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

⁶ A conversão estimada do valor unitário de R\$ 4,55/MWh em grandezas absolutas, nas escalas mensal e anual, leva aos resultados de aproximadamente R\$ 118 milhões/mês e R\$ 1,4 bilhão/ano.



18. Ainda sobre a temática, a fim de compatibilizar os conceitos entre receitas, custos e coberturas tarifárias do Sistema de Bandeiras, propõe-se a inclusão do parágrafo 56A no Submódulo 6.8 do PRORET, para que o prêmio seja direcionado prioritariamente ao pagamento dos custos relacionados ao Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme abaixo:

56A Os recursos do prêmio de risco de que trata a Lei nº 13.203/2015 serão alocados prioritariamente para cobertura dos custos relacionados ao Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas.

19. Ressalta-se que esse dispositivo, por si só, não altera os custos e receitas do Sistema de Bandeiras, mas apenas promove um alinhamento conceitual para evidenciar que o destino do prêmio de risco é o pagamento dos custos associados à repactuação realizada no âmbito da Lei nº 13.203, de 2015⁷.

II.4 – Dos Preços de Liquidação das Diferenças de Referência

20. A metodologia em vigor pressupõe o estabelecimento de um Preço de Liquidação das Diferenças de referência para cada faixa de acionamento das Bandeiras Tarifárias. O PLD é a principal variável sinalizadora de custos e de receitas das seguintes componentes da Conta Bandeiras: i) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade - CCEAR-D; ii) Exposição ao Mercado de Curto Prazo por diferença contratual em relação à carga realizada - MCP; e iii) Ressarcimento da Conta de Energia de Reserva - EER.

21. Como o acionamento das Bandeiras se relaciona à exposição ao risco hidrológico, a metodologia de cálculo de PLDs de referência visa cotejar a sistemática de acionamento com o valor financeiro que deve ser atribuído a cada patamar e à cobertura tarifária de cada distribuidora.

22. Na Tabela 5 apresenta-se os valores para os PLDs de referência para 2020.

⁷ Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga e dá outras providências.



Tabela 5 – PLDs de Referência para 2020

PLD de Referência (R\$/MWh) - Ano de 2020			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
159,33	248,94	355,63	380,53

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

23. Dado o histórico incorporado do ano de 2019, a atualização de variáveis e os novos parâmetros que repercutem sobre a metodologia de dimensionamento das Bandeiras Tarifárias, o passo seguinte é o de se obter a parcela de contribuição de cada um dos componentes – GSF, CCEAR-D, EER e MCP - sobre o adicional final, em cada patamar da Bandeira.

24. Na Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL é possível verificar as premissas e as etapas de cálculo que resultaram nos valores parciais obtidos para cada rubrica, assim como aferir a variação entre os novos valores e as referências atualmente em vigor.

25. De todo modo, a seguir é apresentado, resumidamente, a obtenção dos componentes: CCEAR-D, EER e MCP, dado que o custo do GSF foi apresentado anteriormente na Tabela 4 em que se destacou os custos de referência do risco hidrológico para os patamares das Bandeiras.

II.5 – Da Estimativa de Custos de geração por fonte termelétrica – CCEAR-D

26. A estimativa de custos por fonte de geração termelétrica exige desmembrar do parque total despachado pelo ONS as variáveis de quantidade e de Custo Variável Unitário (CVU) que repercutem diretamente sobre os requisitos contratuais firmados no ambiente de contratação regulada. Essas estimativas de custos de CCEAR-D, conforme Tabela 6, foram incorporados à sistemática de cálculo das Bandeiras, conforme metodologia apresentada na Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL.

Tabela 6 – Resultados para o CCEAR-D

Item	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
Valor em 2019 (R\$/MWh)	15,45	18,93	17,59
Valor em 2020 (R\$/MWh)	11,43	18,92	19,98
Variação (R\$/MWh)	-4,02	-0,01	2,39
Variação (%)	-26,0%	-0,1%	13,6%

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL



II.6 – Da Estimativa do Ressarcimento da Conta de Energia de Reserva – ERR

27. A exemplo do que foi apresentado no item anterior, entende-se que eventual aprimoramento da sistemática do CCEAR-D deveria ser combinado com uma evolução na forma de se calcular a previsão do encargo de energia de reserva, sobretudo no que se refere à proposição de uma modulação do padrão de geração de energia dos ativos vinculados à Conta de Energia de Reserva – CONER, em função dos patamares característicos da Bandeira⁸.

28. Os resultados contam na Tabela 7.

Tabela 7 – Resultados para o EER

Receitas Unitárias EER (R\$/MWh) - Ano de 2019		
Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
12,51	15,75	17,64
Receitas Unitárias EER (R\$/MWh) - Ano de 2020		
Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
8,24	18,05	20,34
Diferença (%)		
Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
-34%	15%	15%

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

II.7 – Da exposição no MCP por insuficiência contratual em relação à carga realizada

29. O último item atualizado foi a estimativa de exposição média das distribuidoras em face da diferença de requisitos contratuais e as respectivas cargas de energia realizadas.

30. Da mesma forma como na estimativa do EER, a metodologia atualmente em vigor não faz qualquer modulação para o balanço de contratos ou de carga em função de alguma tendência mais própria de ser identificada em cada patamar da Bandeira⁹.

31. Os resultados contam na Tabela 8.

⁸ O volume considerado foi de 3.248MWmed, correspondente à média da geração de energia de reserva verificada no ano anterior. Os dados foram obtidos junto ao sítio eletrônico da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, na internet, publicados no boletim Info Mercado. A estimativa de ressarcimento da CONER considerou uma previsão de receita fixa, incluídos custos administrativos, financeiros e tributários, todos eles informados pela CCEE. Esse volume financeiro, dividido pela previsão de geração reportada acima, levou à fixação de um preço de referência para a energia de reserva no valor de R\$275,22/MWh.

⁹ O desbalanço médio considerado, a partir do emprego de dados brutos fornecidos pela CCEE foi de 1.699,74MWmed. Vale frisar, também, que sobre o mercado de energia projetado pela CCEE, aplicou-se uma taxa de crescimento de 4,2% para a carga do SIN. Trata-se da última previsão feita pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, ONS e CCEE



Tabela 8 – Resultados para a rubrica MCP

Receitas Unitárias MCP (R\$/MWh) - Ano de 2019		
Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
7,85	9,88	11,07
Receitas Unitárias MCP (R\$/MWh) - Ano de 2020		
Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
4,31	9,44	10,64
Diferença (%)		
Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
-45%	-4%	-4%

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

II.8 – Cobertura tarifária para os processos tarifários

32. O PLD de referência em 2020 para a Bandeira Verde, definido em R\$ 159,33/MWh, conforme apresentado na Tabela 5, será o parâmetro para a cobertura tarifária dos CCEAR-Ds, EER e Previsão do Risco Hidrológico nos processos de reajustes e revisões tarifárias.

33. Em relação aos CCEAR-Ds, considera-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável e da liquidação no mercado de curto prazo, presumindo um patamar de acionamento termelétrico das usinas com CVU igual ou inferior à referência de PLD para a Bandeira verde. Assim, nos processos tarifários, será conferido à parcela variável dos CCEAR-Ds uma cobertura tarifária equivalente a um despacho de ordem de mérito econômica compatível com um PLD de R\$ 159,33/MWh.

34. Para a cobertura econômica do EER, conforme Submódulo 5.4 do PRORET¹⁰, deve-se considerar os valores provenientes da liquidação da energia de reserva no MCP, referenciados ao PLD característico da Bandeira Verde, e confrontá-los com o valor da receita fixa dos Contratos de Energia de Reserva. Considerando os valores de referência para o atual ciclo, a cobertura econômica do EER representará 42,11% da Receita Fixa dos Contratos de Energia de Reserva - CERs¹¹.

35. Por sua vez, para a Previsão do Risco Hidrológico também se considerará o novo valor de referência para o PLD da Bandeira Verde, nos termos dos Submódulos 4.4 e 4.4A.

¹⁰ “17. O percentual do valor mensal dos pagamentos devidos em cada CER a ser considerado na cobertura tarifária de EER será definido no processo de homologação dos adicionais de bandeira tarifária.”

¹¹ Assim, dado o PLD de referência da Bandeira Verde e o valor de referência do EER, tem-se que:

$$Cobertura\ EER\ (\%) = 100 - \frac{PLD_{Bandeira\ Verde}}{Pref_{EER}} = 100 - \frac{159,33}{275,22} = 42,11\%$$

II.9 – Dos valores finais para os adicionais das Bandeiras Tarifárias

36. Uma vez apresentado, resumidamente, a atualização e incorporação dos parâmetros que repercutem no dimensionamento das Bandeiras Tarifárias, a Tabela 9 apresenta os novos valores das Bandeiras e a variação relativa entre os valores atuais praticados.

Tabela 4 – Valores finais para os adicionais das Bandeiras Tarifárias

Adicionais (R\$/MWh) - Ano de 2019			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
0,00	13,43	41,69	62,43
Adicionais (R\$/MWh) - Ano de 2020			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
0,00	13,06	32,40	52,64
Variação (%)			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
-	-3%	-22%	-16%

Fonte: Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL

37. Observa-se que a metodologia aplicada e o resultado apresentado estão aderentes à agenda empreendida pela Agência no âmbito regulatório de desoneração tarifária. Nota-se que a proposta é uma diminuição de todos os adicionais de Bandeiras Tarifárias, sendo o mais expressivo o do patamar 1 da Bandeira Vermelha com redução de 22%, em que se propõe o valor de R\$ 32,40/MWh. Para o patamar 2 da Bandeira Vermelha, a proposta é de redução de 16%, com valor de referência estabelecido em R\$ 52,64/MWh. Já para a Bandeira Amarela, a proposta é uma redução de 3%, com valor de R\$ 13,06/MWh.

38. Por fim, na ocasião da incorporação desse tema à Agenda Regulatória 2020-2021¹², foi afastado nesse processo a necessidade de observação de Análise de Impacto Regulatório de que trata a Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017. Essa medida amparou-se no fato de que essa atividade consiste em rito ordinário de atualização de parâmetros aplicados ao

¹² Atividade nº 89 da programação oficial.



acionamento, incorporação de variáveis estabelecidas em Resoluções já publicadas e ao ajuste de valores dos adicionais, sem extrapolação de qualquer contorno regulatório hoje aplicável.

III - DIREITO

39. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015; Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015; Resolução Normativa nº 845, 21 de maio de 2019; Resolução Homologatória nº 2.551, 21 de maio de 2019 e Submódulos 4.4, 4.4A, 5.4, 6.8 do PRORET.

IV - DISPOSITIVO

40. Diante do exposto e do que consta nos autos do Processo nº 48500.001279/2020-96, voto por instaurar Consulta Pública, entre 12 de março e 27 de abril de 2020, com vistas a colher subsídios e informações adicionais à proposta de atualização das faixas de acionamento e dos valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias para o Ciclo 2020/2021.

Brasília, 10 de março de 2020.

(assinado eletronicamente)
RODRIGO LIMP NASCIMENTO
Diretor

