

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

Em 27 de fevereiro de 2020.

Processo: 48500.001279/2020-96

Assunto: Abertura de Consulta Pública para discussão sobre atualização das faixas de acionamento e dos valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias para o ciclo 2020/2021

I - DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica é apresentar e discorrer sobre proposta de atualização das faixas de acionamento e dos valores dos adicionais para as Bandeiras Tarifárias no ciclo 2020/2021.

II - DOS FATOS

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. Mediante a Portaria nº 6.171, de 10 de dezembro de 2019, a Diretoria da ANEEL aprovou a Agenda Regulatória para o biênio 2020-2021. A revisão das faixas de acionamento das Bandeiras Tarifárias consta do item 89 dessa programação.

III - DA ANÁLISE

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

4. O ano de 2019 iniciou com o saldo na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT) exibindo déficit de cerca de R\$ 500 milhões (resultado da apuração de dezembro de 2018). Ao longo do primeiro semestre, a programação da operação conduzida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), na maioria dos meses, sinalizou panorama energético favorável, em consonância às condições médias esperadas para essa época do ano. Da mesma forma, o sistema de Bandeiras Tarifárias registrou predominância de eventos de Bandeira verde.

5. No segundo semestre, em consonância 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. Em 2019, não houve indicação de quadro energético mais severo, condizente com o segundo patamar da Bandeira Vermelha.



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

Pág. 2 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

6. Na Figura 1, mostra-se o histórico de acionamento das Bandeiras em 2019, em conjunto com a trajetória típica da energia armazenada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o mais relevante em termos de capacidade de reservação do SIN. A tendência de longo prazo reflete uma média composta pelos dados históricos da operação entre 2001 e 2019¹.

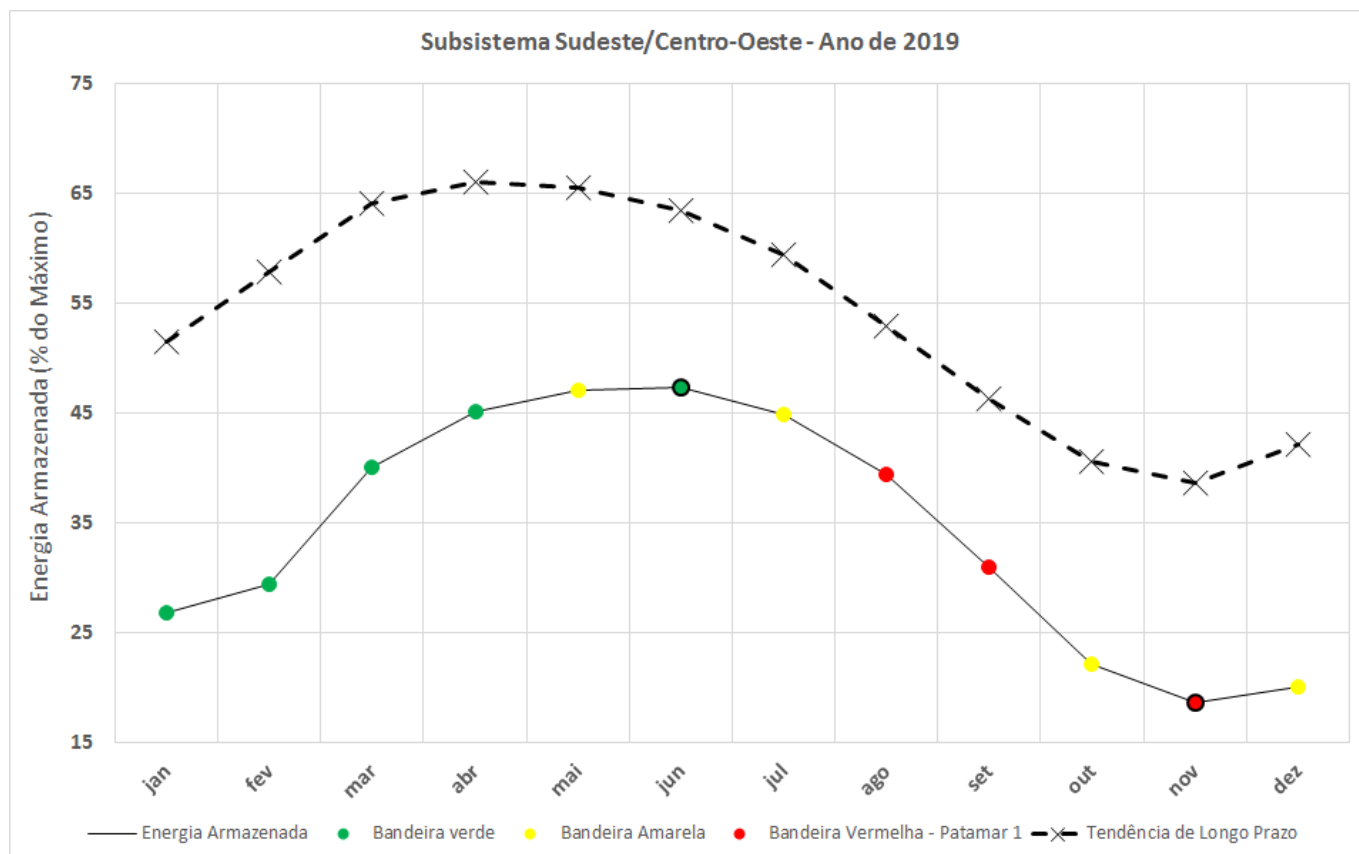


Figura 1 – Histórico de Acionamento das Bandeiras Tarifárias e trajetória de armazenamento do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 2019

7. A comparação entre o acionamento da Bandeira Tarifária e a trajetória verificada de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 2019 revela estreito paralelismo entre o sinal promovido pela Bandeira e a conjuntura energética do sistema vivenciada na mesma ocasião. Por exemplo, no período em que houve recuperação mais intensa dos estoques energéticos, em função de elevado aporte de energia hidráulica no sistema, coincidiu com a promulgação sequencial de eventos de Bandeira verde. Ao revés, quando o sistema tipicamente apresentou trajetória descendente para o armazenamento, a Bandeira foi fixada no patamar 1 da graduação vermelha. A Bandeira amarela, em regra, sinalizou períodos de transição entre uma e outra condição do regime hidrológico sazonal do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

8. Não obstante o exposto, houve dois meses em que a trajetória de armazenamento não acompanhou a tendência padrão de longo prazo, o que também foi adequadamente capturado pela sistemática de acionamento da Bandeira Tarifária. Trata-se dos meses de junho e novembro, destacados

¹ Os dados relativos aos reservatórios foram extraídos do sítio eletrônico do ONS, neste endereço: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>.



Pág. 3 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

no gráfico com uma margem em negrito. Ao se comparar as duas curvas (2019 *versus* tendência de longo prazo), nota-se que junho de 2019 ainda apresentou alguma recuperação de níveis nas hidrelétricas, fato atípico para essa época do ano, considerando o padrão hidrológico da última década. Essa condição contribuiu para a fixação da Bandeira verde naquele mês. Em novembro, um aporte de energia hidráulica significativamente abaixo da média sazonal motivou deplecionamento mais intenso do que o esperado para o armazenamento naquele mês, o que também foi refletido no sinal da Bandeira, com a publicação do patamar 1 do patamar Vermelho.

9. Sob a ótica econômico-financeira, foi no primeiro semestre que o desempenho da CCRBT apresentou os maiores déficits financeiros, atingindo pico em meados de março, quando o saldo negativo se aproximou de R\$ 1,5 bilhão. Não obstante o exposto, o saldo no final do ano (dezembro de 2019) foi de cerca de R\$ 750 milhões. Se comparado ao volume financeiro total movimentado em 2019, somadas as parcelas de cobertura tarifária e os valores dos adicionais aplicados ao longo do mesmo ano (cerca de R\$ 24,5 bilhões), o saldo em dezembro revela desvio relativo de aproximadamente 3%. Considera-se que esse desvio esteja dentro dos patamares considerados aceitáveis para a modelagem, o que denota desempenho satisfatório para a CCRBT, sobretudo em face da natural incerteza que paira em sua conjugação, pautada pela convolução de diversas variáveis operativas, a maior parte delas guiada por processos aleatórios ou estocásticos. Na Figura 2, mostra-se o resumo do desempenho financeiro da CCRBT para os últimos dois anos.

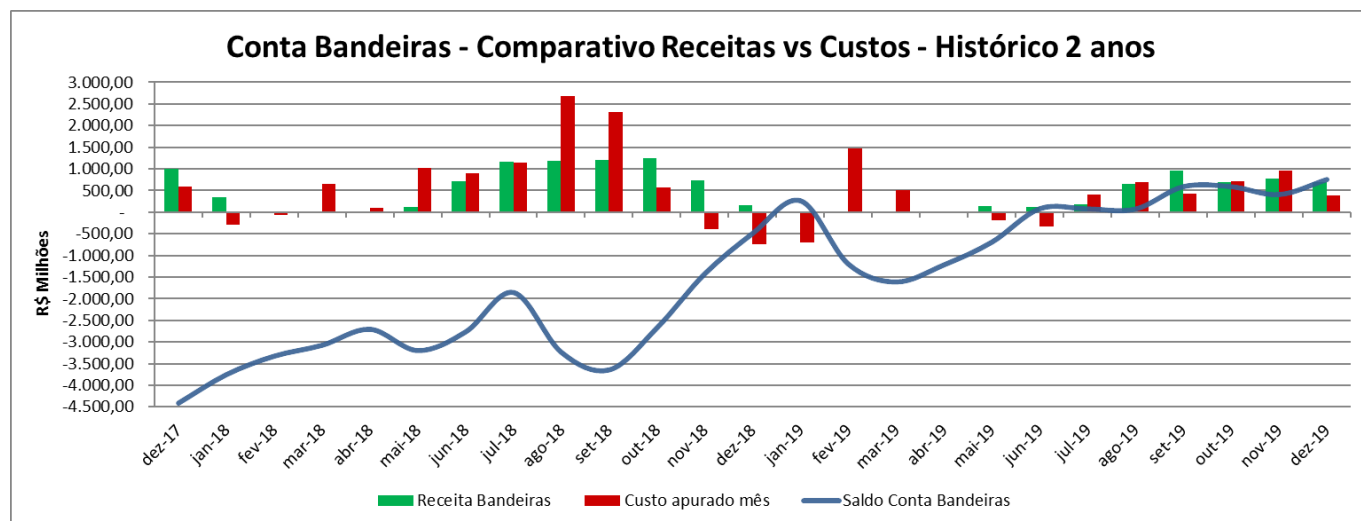


Figura 2 – Desempenho financeiro da CCRBT em 2018 e 2019

III.2 – Da atualização de variáveis e parâmetros históricos

10. No dispositivo 17 do Submódulo 6.8 do PRORET, prevê-se que as faixas de acionamento observarão a atualização do histórico operativo conhecido do SIN. Para tanto, faz-se necessário que não só as variáveis atinentes à operação em 2019 (e.g., geração hidráulica e participação relativa da carga de cada subsistema em relação à carga total do SIN) sejam incorporadas ao conjunto anteriormente conformado pelos anos de 2001 a 2018. Há que se atualizar, também, índices de inflação e parâmetros regulatórios e comerciais, entre eles os valores do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) e os seus novos limites válidos a partir de 2020, a estimativa do mercado consumidor que suporta financeiramente o sistema de Bandeiras Tarifárias e a projeção de volume de energia total vinculado às

Pág. 4 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

11. Toda essa base de dados consta da pasta de arquivos denominada Deck_Bandeiras e da rotina de cálculo confeccionada na linguagem computacional R, *Bandeiras_Rev2.R*, material disponibilizado anexo a esta Nota Técnica. Na sequência, apresentam-se os principais destaques relativos a essa atualização ordinária.

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

Inflação 2019 (IBGE, 2020) ²	Limites PLD ³					
	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%

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

Mercado Bandeiras (MWm)	Mercado MRE (MWm)	Fator de Mercado ⁴
35.331,24	32.113,47	1,10

12. O impacto da atualização de valores históricos sobre a sistemática de acionamento pode ser consultado na Tabela 3. Rememora-se que a atual sistemática de acionamento das Bandeiras Tarifárias é exclusivamente ancorada na previsão do valor unitário (acrônimo *VU*) atrelado à exposição dos geradores hidrelétricos ao risco hidrológico no mercado de curto prazo (*GSF – Generation Scaling Factor*), observando graduação progressiva de riscos delimitados pela densidade empírica de probabilidades da mesma variável, organizada segundo a amostra histórica conhecida⁵. A definição matemática para o *VU* é disposta a seguir:

$$VU = PLD \times [GSF - 1] \quad (1)$$

Em que:

$$GSF = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i^t}{\sum_{i=1}^n CF_i^t} \quad (2)$$

² Baseada na variação acumulada do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em 2019, cuja série histórica foi obtida do sítio eletrônico do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, neste endereço: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=o-que-e>

³ 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_state=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

⁴ Razão entre o volume energético do mercado que suporta financeiramente a CCRBT e o montante de energia vinculado ao resultado financeiro do MRE, discriminado na rubrica *Generation Scaling Factor* – GSF dos processos da Bandeira Tarifária. A definição desses limites de risco está disposta no item 17 do submódulo 6.8 do PRORET.



Pág. 5 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

Onde:

Q_i^t é a produção hidrelétrica da usina i no intervalo de tempo t (nas Bandeiras, $t = \text{mês}$); e GF_i^t é a garantia física da mesma usina i , no mesmo intervalo de tempo t .

13. Ao se avaliar o impacto da atualização histórica sobre os limiares de VU que caracterizam cada patamar da Bandeira, nota-se acréscimo do intervalo amostral da Bandeira Verde, a partir de um aumento de 40% sobre o valor de referência que especifica o limite superior do mesmo intervalo. Isso decorre do fato de as realizações de VU em 2019 terem ocorridos, em sua maioria, mais próximas ao limite do intervalo à época vigente, sem também ter havido qualquer registro de valores maiores do que zero (eventos com *superávit* de produção de energia no MRE⁶). Sob a ótica da estatística, tal padrão configura uma realização viesada em relação ao perfil histórico, o que foi capturado pelo novo ajuste da curva densidade de probabilidades quando as realizações de 2019 foram incluídas em sua nova amostragem.

Tabela 3 – Atualização das faixas dos patamares das Bandeiras para fins de acionamento

Quantis Estatísticos VU (GSF) R\$/MWh - Ano 2019									
Verde	Amarela			Vermelha 1			Vermelha 2		
LI = VE = LS	LI	VE	LS	LI	VE	LS	LI	VE	LS
-15,74	-15,75	-34,08	-53,62	-53,63	-64,13	-77,05	-77,06	-89,28	-103,93
Quantis Estatísticos VU (GSF) R\$/MWh - Ano 2020									
Verde	Amarela			Vermelha 1			Vermelha 2		
LI = VE = LS	LI	VE	LS	LI	VE	LS	LI	VE	LS
-22,01	-22,02	-40,74	-59,48	-59,49	-67,54	-75,60	-75,61	-90,21	-104,81
Diferença Quantis (%)									
Verde	Amarela			Vermelha 1			Vermelha 2		
LI = VE = LS	LI	VE	LS	LI	VE	LS	LI	VE	LS
40%	40%	20%	11%	11%	5%	-2%	-2%	1%	1%

14. Em relação às demais faixas, a comparação dos novos limites indica manutenção da dimensão do intervalo da Bandeira amarela, redução de cerca de 30% do intervalo que passa a caracterizar o patamar 1 da Bandeira vermelha e uma elevação próxima a 10% para o patamar 2⁷.

III.3 – Dos Prêmios de Repactuação do Risco Hidrológico

15. A partir de 1º de julho de 2020, a maior parte dos prêmios associados à repactuação do risco hidrológico regulados pela Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, passarão a integrar volume de receitas fixas que comporão a CCRBT. A receita de prêmios promoverá alívio permanente de custos vinculados à exposição ao risco hidrológico no mercado de curto prazo ou elevação de resultados positivos vinculados ao desempenho comercial das hidrelétricas, quando em cenários de apuração de energia secundária sistêmica no âmbito do MRE.

⁶ Produção de energia em todas as usinas hidrelétricas superior ao somatório de suas respectivas garantias físicas.

⁷ Esses percentuais exprimem a variação relativa entre o novo e o antigo intervalo caracterizador de cada patamar, definido como sendo a simples diferença entre o LS e o LI.



Pág. 6 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

16. A maior parte dos volumes de energia repactuados teve de observar uma postergação do pagamento do prêmio em face de contrapartida à amortização do efeito do risco hidrológico vinculado ao ano de 2015, em observação ao que preconizara a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Rememora-se que, mesmo tendo sido publicada no final de 2015, a Lei retroagira a eficácia de seus efeitos a 1º de janeiro do mesmo ano. Com efeito, o resultado desse ativo financeiro pretérito foi convertido em carência para o aporte do valor do prêmio associado à repactuação do risco hidrológico, discriminado segundo cada opção de produto disponível. No anexo II da Resolução nº 684/2015, dispõem-se os prazos típicos de postergação dessa obrigação, à época referenciados a janeiro de 2016. Na Tabela 4, apresenta-se panorama dos volumes de energia repactuados segundo cada modalidade de produto contratado.

Tabela 4 – Volumes de energia hidrelétrica repactuada segundo cada tipo de prêmio (em MWmed)

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

17. A concatenação das informações de energia repactuada, em cada janela anual, com os respectivos valores de prêmios à época estabelecidos, cada qual corrigido pelo índice inflacionário aplicável, levou à contabilização de valor financeiro para ser incluído na receita esperada em favor da CCRBT. Esse valor, dividido pelo mercado de consumo das Bandeiras (vide Tabela 2), previamente ajustado a uma janela temporal mensal, levou ao cômputo de R\$ 4,55/MWh. Trata-se de receita de referência para o compor os prêmios de repactuação do risco hidrológico, cujos aportes deverão iniciar-se em 1º de julho de 2020.

18. A receita de prêmios de repactuação deve ser subtraída do custo de referência da exposição ao risco hidrológico nos patamares Amarelo e Vermelho, resultando em valor líquido de referência para essa rubrica. O detalhamento dessa operação encontra-se disposto na Tabela 5.

Tabela 5 – Determinação do 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%

19. O impacto na cobertura tarifária (Bandeira Verde) não pode ser medido apenas por



Pág. 7 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

meio da variável *VU*, porque sua repercussão depende da composição relativa de contratos dessa natureza sobre a realidade de cada distribuidora, para fins de reajuste e revisão tarifária, com datas de aniversário específicas e dispersas ao longo do ano. Deve-se observar, para tanto, os regramentos dispostos nos Módulos 2 e 3 do PRORET. Essa prerrogativa é válida para todas as demais rubricas que compõem a cobertura tarifária típica de cada distribuidora.

III.4 – Dos PLDs de Referência

20. Desde o ciclo anterior, inaugurou-se sistemática que busca estabelecer referência para o PLD em cada faixa de acionamento. O PLD é a principal variável sinalizadora de custos e de receitas das seguintes rubricas componentes da CCRBT:

- 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. Dado que o acionamento das Bandeiras é exclusivamente ancorado na 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. O método vigente prevê o ajuste de uma regressão linear sobre a base de dados históricas de *VU* e PLD, previamente formatada em resolução temporal anual. Os detalhes desse procedimento podem ser consultados na rotina *Bandeiras_Rev2.R*.

22. Os valores para os PLDs de referência para 2020 são apresentados na Tabela 6, em conjunto com uma comparação às referências adotadas no ciclo anterior. O resultado gráfico da regressão é exibido na Figura 5.

Tabela 6 – PLDs de Referência para 2020

PLD de Referência (R\$/MWh) - Ano de 2019			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
148,97	303,28	343,18	366,49
PLD de Referência (R\$/MWh) - Ano de 2020			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
159,33	248,94	355,63	380,53
Diferença (%)			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
7%	-18%	4%	4%

Pág. 8 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

Histórico 2001-2019 - Valores Anuais

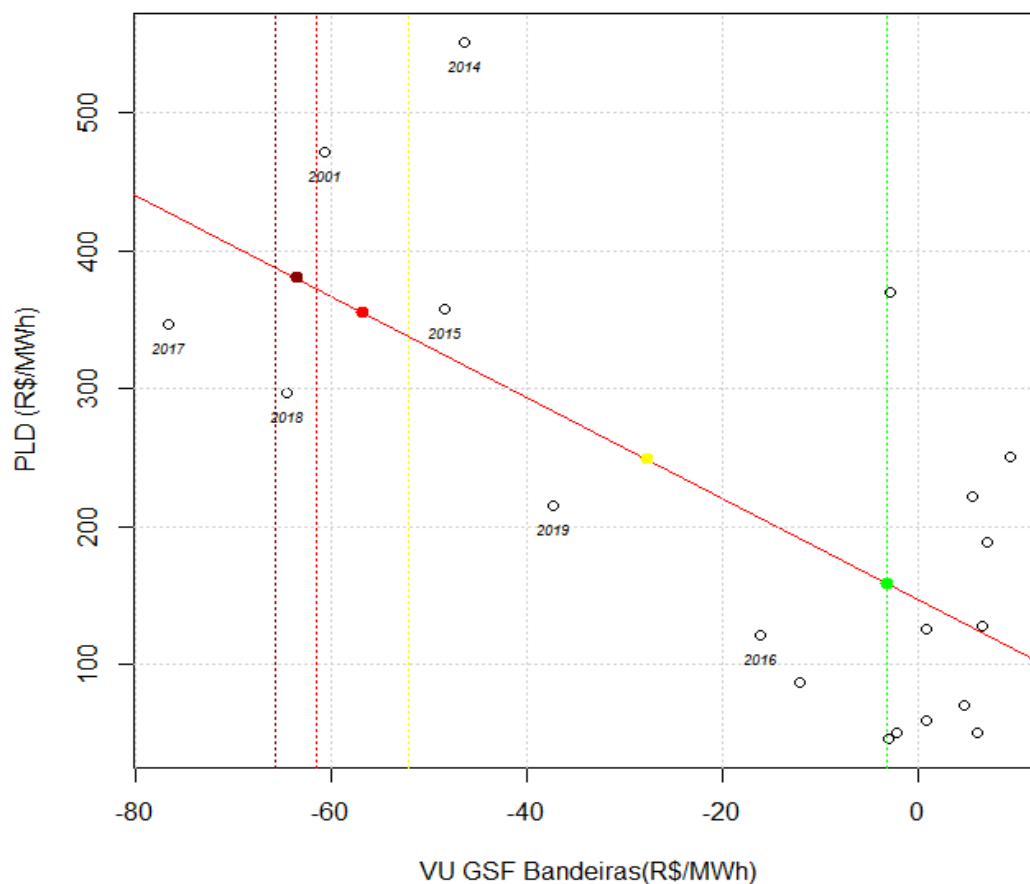


Figura 5 – Regressão Linear entre VU e PLD (base anual)

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

23. 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. No ciclo anterior, assinalou-se que um aprimoramento metodológico associado a essa rubrica poderia conferir avanço de precisão sobre o resultado dos adicionais. Todavia, tal aprimoramento pode ensejar impactos de natureza metodológica que merecem ser avaliados em contexto mais amplo e que merecem ser melhor estudados. O escopo ora definido na Agenda Regulatória foi mais conciso.

24. Dessa forma, para se obterem referências de custos unitários atinentes a essa rubrica, utilizou-se a planilha eletrônica produzida pela SGT nos processos tarifários das distribuidoras. Trata-se do arquivo *SGT_BASE DE DADOS TÉRMICAS.xlsx*, que também compõe o material disponibilizado em anexo.

25. A única variável de entrada requerida por essa planilha é o PLD. Assim o sendo, os quatro valores exibidos na Tabela 6 foram aplicados à rotina de cálculo da SGT, o que resultou nas estimativas de custos de CCEAR-D apresentadas na Tabela 7. Esses resultados foram incorporados à sistemática de cálculo *Bandeiras_Rev2.R*.

Pág. 9 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

Tabela 7 – 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
Varição (R\$/MWh)	-4,02	-0,01	2,39
Varição (%)	-26,0%	-0,1%	13,6%

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

26. 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 Bandeira. Para o caso concreto, manteve-se a prerrogativa atual de se utilizar uma previsão constante para todo o ano.

27. 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 (detalhes podem ser consultados no material anexo). 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.

28. Os resultados para os adicionais da rubrica estão na Tabela 8. A memória de cálculo dessa sistemática pode consultada na rotina *Bandeiras_Rev2.R*.

Tabela 8 – 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%

III.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. Frisa-se que o escopo do cálculo empregado na sistemática de Bandeiras Tarifárias, simplificada, avalia o balanço energético em escala nacional, o que não necessariamente reflete a realidade local de cada distribuidora. Ademais, da mesma forma como na estimativa do encargo de energia de reserva, a



Pág. 10 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

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 Bandeira.

30. Com efeito, o desbalanço médio considerado, a partir do emprego de dados brutos fornecidos pela CCEE (vide arquivo anexo) 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 CCEE⁸.

31. Os resultados para os adicionais da rubrica estão na Tabela 9. A memória de cálculo dessa sistemática pode consultada na rotina *Bandeiras_Rev2.R*.

Tabela 9 – 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%

III.8 – Cobertura tarifária para os processos tarifários

32. Como apresentado no item III.4, o PLD de referência em 2020 para a Bandeira Verde foi definido em R\$ 159,33/MWh. Esse valor será o parâmetro para a cobertura tarifária dos CCEAR-Ds, EER e Previsão do Risco Hidrológico nos processos de reajustes e revisões a serem processados pela SGT.

Tabela 10 – 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

33. Para fins de cálculo da cobertura tarifária econômica aplicada aos contratos regulados na modalidade disponibilidade, 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. Em relação à cobertura econômica do EER, no Submódulo 5.4 do PRORET define-se o

⁸ Nota Técnica EPE-DEA 001/2020-REV1, Nota Técnica ONS 02/2020-REV1 e Nota Técnica CCEE 02/2020-REV1. Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2020-2024. Série Estudos da Demanda.



Pág. 11 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

seguinte procedimento:

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.

35. Portanto, na definição da cobertura econômica, 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.

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

36. Considerando os valores de referência para o atual ciclo, a cobertura econômica do EER representará 42,11% da Receita Fixa dos CERs.

37. Por fim, na Previsão do Risco Hidrológico também se considerará o novo valor de referência para o PLD da Bandeira Verde, conforme disciplina os Submódulos 4.4 e 4.4A.

III.9 – Tratamento do Prêmio de Risco na apuração dos repasses da CCRBT

38. Como já mencionado, a partir de 1º de julho de 2020, os prêmios de risco representarão uma receita significativa para o Sistema de Bandeiras. Desse modo, 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 de risco seja direcionado prioritariamente ao pagamento dos custos relacionados ao Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas.

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.

39. Cabe esclarecer que esse dispositivo não altera os custos e receitas do Sistema de Bandeiras, mas apenas promove um alinhamento conceitual para apontar claramente que o destino do prêmio de risco é o pagamento dos custos associados à repactuação realizada no âmbito da Lei nº 13.203/2015.

III.10 – Dos valores finais para os adicionais

40. Uma vez conhecidos os valores unitários de cada rubrica das Bandeiras, em cada faixa de acionamento, a última etapa consiste em somar algebricamente cada um de seus componentes. O resultado dessa soma denota o próprio valor final sugerido para os adicionais. O resultado dessa última operação consta da Tabela 10.

41. Os números expostos na tabela revelam decaimento de todos os adicionais, sendo o mais expressivo deles o do patamar 1 da Bandeira vermelha (-22%), atingindo a marca de R\$32,40/MWh. Para a bandeira amarela, a proposta é que para o seu valor haja um desconto de 3%



Pág. 12 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

(R\$13,06/MWh). Para o patamar 2 da Bandeira Vermelha, a proposição é a de que haja uma queda de 16%, com seu valor de referência sendo fixado em R\$52,64/MWh. Salienta-se que, conforme discutido na Consulta pública nº27/2019, os valores de referência não são mais arredondados.

Tabela 11 – Valores finais para os adicionais

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
Diferença (%)			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
-	-3%	-22%	-16%

IV- DO FUNDAMENTO LEGAL

42. Esta Nota Técnica fundamenta-se nestes marcos legais e regulatórios:

- I – Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- II – Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015;
- III – Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015;
- IV – Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015;
- V – Resolução Normativa nº 845, 21 de maio de 2019;
- VI – Resolução Homologatória nº 2.551, 21 de maio de 2019; e
- VII – Submódulos 4.4, 4.4A, 5.4, 6.8 do PRORET.

V- DA CONCLUSÃO

43. Avaliação feita sobre a sistemática metodológica aplicada ao sistema de Bandeiras Tarifárias em 2019, aprovada pela Resolução Homologatória nº 2.551/2019, indicou desempenho positivo, tanto no que se refere à aderência do sinal do acionamento em relação à conjuntura energética do SIN, quanto no quesito econômico-financeiro. Diante dessa realidade, julgou-se produtor manter em vigor esse arranjo por pelo menos mais um ciclo, o que permitirá reunir mais subsídios para eventuais aprimoramentos que se possam vislumbrar futuramente.

44. Não obstante o exposto, além da natural atualização de variáveis históricas e de parâmetros utilizados pela métrica em vigor, outro item que se incorporou à presente análise foi a previsão de receita relativa aos prêmios associados à repactuação do risco hidrológico, regulados pela Resolução Normativa nº 684/2015. Essa receita passará a integrar o volume de receitas fixas que comporão a CCRBT a partir de 1º de julho 2020, promovendo alívio permanente de custos vinculados à exposição ao risco hidrológico no mercado de curto prazo ou elevação de resultados positivos vinculados à performance comercial das hidrelétricas quando em cenários de apuração de energia secundária sistêmica no âmbito do MRE.



Pág. 13 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

45. Como se sabe, por lidar com uma dinâmica vinculada à operação do SIN, o efeito cumulativo da atualização das variáveis históricas, de parâmetros e a incorporação da receita de prêmios de repactuação do risco hidrológico sobre os adicionais das Bandeiras Tarifárias é não-linear. A conclusão dessa tarefa neste ciclo levou à proposição de adicionais inferiores aos hoje praticados, em todos os patamares das Bandeiras Tarifárias. A maior redução foi contabilizada para o patamar 1 da Bandeira Vermelha (-22%), seguido do patamar 2 da Bandeira Vermelha (-16%) e, finalmente, atingindo também a Bandeira Amarela em -3%.

46. O impacto na cobertura tarifária (Bandeira Verde) não pode ser medido diretamente porque sua repercussão depende da composição relativa de contratos dessa natureza sobre a realidade de cada distribuidora, observando, para tanto, o regramento disposto nos Módulos 2 e 3 do PRORET.

V- DA RECOMENDAÇÃO

47. Recomenda-se realizar sorteio de Diretor-Relator, encaminhar esta Nota Técnica ao Dirigente sorteado e instaurar Consulta Pública para a discussão de atualização das faixas de acionamento e de novos valores para os adicionais das Bandeiras Tarifárias, nos termos da exposição feita nesta Nota Técnica.

(Assinado digitalmente)

BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação – SRG

LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Especialista em Regulação – SRG

(Assinado digitalmente)

FELIPE AUGUSTO CARDOS MORAES
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

NÁDIA MAKI
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

FELIPE PEREIRA
Especialista em Regulação – SRM

(Assinado digitalmente)

FERNANDO COLLI MUNHOZ
Especialista em Regulação – SRM

VINÍCIUS MENDES KHOL
Estagiário – SRG

PEDRO VITOR FERREIRA GONÇALVES
Estagiário – SRG

De acordo:

(Assinado digitalmente)

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos Serviços de
Geração

(Assinado digitalmente)

CLÁUDIO ELIAS CARVALHO
Superintendente de Gestão Tarifária Adjunto

(Assinado digitalmente)

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado



Pág. 14 da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020.

ANEXO: Material técnico de suporte

Deck_Bandeiras.zip

DemaisInfo.zip

