

Desde novembro de 2017, a metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias se alterou, com a finalidade de melhorar a arrecadação de recursos para fazer frente a importantes obrigações financeiras de curto prazo que recaem sobre o fluxo de caixa das Distribuidoras, vinculados aos custos variáveis (custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo) decorrentes do resultado da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN¹.

A sistemática de acionamento da bandeira tarifária aplicada até o mês de abril de 2018 seguia o descrito nas Notas Técnicas nº 133/2017-SRG-SEM-SGT/ANEEL e nº 136/2017-SRG-SEM-SGT/ANEEL, que suportavam a Audiência Pública nº 61/2017, da ANEEL, que tinha como objetivo obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias. O voto do diretor relator do processo na ANEEL, que decidiu pela abertura da AP citada no período de 26 de outubro a 27 de dezembro de 2017, também votou, por aplicar a sistemática em caráter extraordinário, a partir de novembro de 2017, diante da relevante perspectiva de aprimoramento nela embutida e de sua potencial repercussão positiva sobre o acionamento das Bandeiras Tarifárias no curto prazo.

Para o fechamento da primeira fase da AP nº 61/2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 040/2018-SRG-SRM-SGT/ANEEL com as considerações da AP em relação aos temas: definição dos valores; regra de acionamento; e tratamento da cobertura tarifária. Nesta NT foi definida a nova sistemática de acionamento da bandeira tarifária, com alterações em relação a metodologia anteriormente aplicada. O voto do diretor relator do processo na ANEEL foi de concluir a primeira fase da AP e pela aplicação da nova metodologia para Bandeiras Tarifárias a partir do Programa Mensal da Operação (PMO) de dezembro de 2018.

Em 2019, foi realizada e concluída a AP nº 08/2019, que revisou a metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias. Essa nova metodologia foi aprovada para utilização a partir do mês de junho de 2019 e teve como principais alterações a revisão das faixas de acionamento da bandeira tarifária e também a consideração da garantia física “Flat” para balizar a determinação do GSF_{band} .

Este boletim tem o objetivo de detalhar a memória de cálculo que foi considerada como subsídio pela ANEEL para acionamento das bandeiras tarifárias.

Metodologia para definição da Bandeira Tarifária

Os valores das faixas de Preço de Liquidação das Diferenças – PLD para estabelecimento da cor da bandeira tarifária que será vigente para o mês de dezembro de 2023 são definidos de acordo com os valores resultantes do cálculo dos PLDs limites e superiores das faixas de acionamento.

O PLD_{liminf_pat} e o PLD_{limsup_pat} das diferentes faixas para o acionamento das bandeiras tarifárias são determinados conforme as equações abaixo, definidas na Nota Técnica nº 025/2019-SGT-SRG-SRM/ANEEL:

$$PLD_{liminf_pat} = \min \left[PLD_{max}, \max \left[PLD_{min}, \frac{LimInfPat}{\left(1 - \frac{GH_{band}}{GF_{band}}\right)} \right] \right]$$

$$PLD_{limsup_pat} = \min \left[PLD_{max}, \max \left[PLD_{min}, \frac{LimSupPat}{\left(1 - \frac{GH_{band}}{GF_{band}}\right)} \right] \right]$$

Onde:

PLD_{max} – Valor máximo do PLD regulamentado pela ANEEL

PLD_{min} – Valor mínimo do PLD regulamentado pela ANEEL

GH_{band} – Previsão de Geração Hidráulica total do MRE sinalizada pelo Programa Mensal de Operação – PMO, ajustada pelos fatores de redução da CCEE

GF_{band} – Valor de garantia física concebido para as Bandeiras Tarifárias, segundo as especificidades apresentadas na NT nº 025/2019-SGT-SRG-SRM/ANEEL

$LimInfPat$ – Limite inferior do correspondente patamar de Bandeira Tarifária

$LimSupPat$ – Limite superior do correspondente patamar de Bandeira Tarifária.

Para o acionamento da bandeira são consideradas as faixas de acordo com o ilustrado na Tabela 1.

¹ Nota Técnica 133/2017-SRG-SEM-SGT/ANEEL.

Tabela 1 – Faixas para acionamento das bandeiras

Cor da Bandeira	Gatilho
Verde	$PLD_{min} \leq PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_verde}$
Amarela	$PLD_{liminf_amarela} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_amarela}$
Vermelha 1	$PLD_{liminf_vermelha1} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_vermelha1}$
Vermelha 2	$PLD_{liminf_vermelha2} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{max}$

Informações para definição da Bandeira Tarifária

Nesta seção é demonstrada a obtenção dos valores das variáveis utilizadas na definição da Bandeira Tarifária do mês de dezembro de 2023.

i) Previsão de Geração Hidráulica Total do MRE - GH_{band}

Os valores de expectativa de geração das usinas hidráulicas que balizam o cálculo do GH_{band} são encaminhados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Os valores encaminhados pelo ONS já consideram a geração termelétrica e/ou importação por segurança energética quando houver determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico; ressaltamos que sobre estes valores são retiradas as parcelas de geração referentes: ao atendimento de Itaipu à carga do Paraguai e ao seu consumo interno; e à aplicação de fatores apurados pela CCEE com o objetivo de representar a geração participante do MRE no Centro de Gravidade.

A seguir são descritos os fatores aplicados pela CCEE nos valores de geração hidráulica encaminhados pelo ONS:

- Geração Hidráulica (Bruta para Conexão): representa a perda na geração das usinas hidrelétricas entre o ponto de medição bruta e o ponto de medição de conexão com a rede de transmissão;
- Geração Hidráulica (Conexão para Centro de Gravidade): representa a aplicação dos fatores de perda da rede básica sobre a geração das usinas hidrelétricas;
- Participação de PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGH (Centrais de Geração Hidrelétrica) no MRE: representa a parcela da geração de PCHs e CGHs que participam do MRE;
- PCH e CGH (Conexão para Centro de Gravidade): representa a aplicação dos fatores de perda da rede básica para as usinas (PCH e CGH) participantes do rateio das perdas da rede básica.

Para a apuração dos fatores aplicados pela CCEE, uma vez que os dados de 2022 foram consolidados, são considerados as médias dos dados verificados para cada parcela ao longo do deste ano. Os resultados apurados para cada fator são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2022

Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2022	
Perda de Geração Hidráulica (Bruta p/ Conexão)	1,275%
Perda de Geração Hidráulica (Conexão p/ Centro de Gravidade)	2,595%
Participação de PCH e CGH no MRE	65,089%
Perda de PCH e CGH (Conexão p/ Centro de Gravidade)	0,085%

Esses fatores, bem como a periodicidade de sua atualização, foram validados pela ANEEL por meio do Ofício nº 068/2018 – SRG/ANEEL.

A geração total das usinas hidrelétricas é encaminhada pelo ONS para o mês de dezembro de 2023 e são ilustradas na Tabela 3, ressaltamos que os valores de geração hidráulica são resultados da execução do modelo DECOMP da revisão 0 do Programa Mensal da Operação².

Tabela 3 – Geração Média Mensal com Segurança Energética

Geração Média Mensal Com Segurança Energética do SIN Por Patamar (MWh)				
Pesada	Média	Leve	Total	(MWmed)
11.701.441	11.469.821	17.836.421	41.007.683	55.118

É descontada da geração hidrelétrica apresentada na Tabela 3, a parcela da geração da usina hidrelétrica de Itaipu alocada para atendimento da carga do Paraguai (ANDE) e o consumo interno da usina explicitados na entrada de dados dos modelos

² A previsão de geração hidráulica enviada pelo ONS utiliza como base os valores de geração hidráulica por usina, apresentados no arquivo “sumario.rv0”, obtido da execução do modelo DECOMP da revisão 0 do Programa Mensal da Operação, do ONS.

computacionais utilizados no cálculo do PLD e do Custo Marginal de Operação – CMO do ONS³, cujo somatório é apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Previsão de Geração de Itaipu para Atendimento da Carga do Paraguai e Consumo Interno da Usina

	Geração (MWmed)
ANDE + C. I. Itaipu	2.679

Após a obtenção da geração hidrelétrica descontados os valores de ANDE e consumo interno da UHE Itaipu, são aplicados os fatores apresentados na Tabela 2, com a finalidade de levar a geração hidráulica bruta para o ponto de conexão da usina (1,275%) e, posteriormente, para levar o valor do ponto de conexão da usina para o centro de gravidade (2,595%). Desta forma, são obtidos os valores de geração das usinas hidrelétricas no centro de gravidade conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Previsão de Geração das Usinas Hidrelétricas no Centro de Gravidade

	Geração (MWmed)
GH ONS	55.118
ANDE + C. I. Itaipu	2.679
GH Bruta	52.439
GH Conexão	51.770
GH Centro Grav.	50.427

Além da geração das usinas hidrelétrica no centro de gravidade, são considerados os fatores da Tabela 2, com o intuito de representar a geração referente às PCHs e às CGHs⁴ participante do MRE no centro de gravidade. As expectativas de geração destas fontes, bem como seus valores no centro de gravidade são ilustradas na Tabela 6.

Tabela 6 – Previsão de Geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas pertencentes ao MRE

Submercado	PCH e CGH (MWmed)			
	Prev. de Geração	Total	Participação no MRE	Part. MRE no Centro Grav.
Sudeste	2.613	3.679	2.395	2.393
Sul	822			
Nordeste	99			
Norte	146			

A previsão de geração hidráulica total do MRE (GH_{band}) para o acionamento da Bandeira Tarifária no centro de gravidade é mostrada na Tabela 7.

Tabela 7 – Previsão de Geração Hidráulica do MRE no Centro de Gravidade

	Geração (MWmed)
GH Centro Grav.	50.427
PCH e CGH Centro Grav.	2.393
GH_{band}	52.820

ii) Garantia Física Concebida para as Bandeiras Tarifárias - GF_{band}

Conforme apresentado na Nota Técnica nº 35/2019-SRG-SRT- SRM/ANEEL, a GF_{band} é obtida considerando os valores de garantia física sazonalizada (100%), com o intuito de GSF Flat tem maior correlação com as variáveis físicas do sistema e retira o componente de estratégia comercial das geradoras da regra de acionamento, além de refletir o risco hidrológico assumido pelas distribuidoras (consumidores cativos).

Para a garantia física “flat” de dezembro de 2023 são considerados os valores de garantia física sazonalizada apresentados no InfoMercado Mensal – Dados Gerais – 2023 de setembro de 2023, aplicando sobre estes a proporção de sazonalização de dezembro de 2023 (0,091626335812), conforme divulgado no Comunicado nº 061/23, de 17 de janeiro de 2023, com o intuito de obter o valor de garantia física “flat”. Além disso, são consideradas possíveis expansões de garantia física devido à entrada em operação comercial de novas unidades geradoras de usinas hidrelétricas conforme apresentado na Tabela 8.

³ A previsão de geração de Itaipu e consumo interno são informados no arquivo de entrada de dados “c_adic.dat” do modelo NEWAVE.

⁴ A expectativa da geração de PCHs e CGHs pode ser encontrada na planilha “Usinas_não_simuladas_dez23.xlsx”, disponibilizada no SINtegre pelo ONS.

⁵ Conforme informação disponível na “Tabela 009 - Garantia física sazonalizada e fatores de ajuste” da Aba “002 MRE”

Tabela 8 – Garantia física “flat”

Submercado	Garantia Física Sazonalizada sem expansão (MWmed)	Garantia Física “Flat” sem expansão	Expansão de Garantia Física (MWmed)
Sudeste	35.737	33.126	0
Sul	8.897	8.247	0
Nordeste	5.429	5.033	0
Norte	10.041	9.307	0
SIN	60.104	55.713	0

Sobre esse montante de garantia física são abatidas as perdas internas e de rede básica, e o fator de disponibilidade, considerando estes valores com base no histórico de 12 meses⁵. Os valores de expectativa da garantia física “flat”, que é o valor da GF_{band} , para o mês de dezembro de 2023 são ilustrados na Tabela 9.

Tabela 9 – Garantia Física Concebido para as Bandeiras Tarifárias

Submercado	Garantia Física “Flat” (MWmed)	Garantia Física “Flat” deduzida as perdas (MWmed)	GF_{band} (MWmed)
Sudeste	33.126	31.810	53.500
Sul	8.247	7.919	
Nordeste	5.033	4.833	
Norte	9.307	8.938	
SIN	55.713	53.500	

iii) Preço de Liquidação das Diferenças Gatilho - $PLD_{gatilho}$

O $PLD_{gatilho}$ considerado para o acionamento da bandeira é calculado ponderando o PLD médio mensal de cada submercado (obtido da execução do cálculo da Função de Custo Futuro do modelo DECOMP da primeira semana operativa do mês de dezembro de 2023 e a expectativa desta mesma execução para as próximas semanas do mês) pela sua respectiva carga média mensal (disponível nos dados de entrada no modelo DECOMP para a primeira semana e a expectativa para todas as semanas deste mesmo mês), os quais são calculados considerando a duração de cada patamar por semana operativa⁶ para o mês civil. A Tabela 10 mostra as durações de cada patamar para cada semana do mês de dezembro de 2023.

Tabela 10 – Número de horas de cada semana e patamar de carga para o mês de dezembro de 2023

Patamar	Nº de Horas por Patamar nas Semanas Operativas					
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6
Pesado	9	45	45	45	36	0
Médio	7	45	45	45	43	10
Leve	8	78	78	78	89	38
Total	24	168	168	168	168	48

Os valores de PLD para o cálculo do PLD gatilho, considerando a média mensal são obtidos da simulação do DECOMP da primeira semana operativa de dezembro de 2023 do cálculo do PLD, o mesmo que estabelece a função de custo futuro para o modelo DESSEM da primeira semana operativa do mês, e uma expectativa de PLD para as próximas semanas⁷. Estes valores de expectativa de PLD para cada semana são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Resultado da Função de Custo Futuro do DECOMP para a primeira semana de dezembro e expectativa para as demais semanas

Subm.	Patamar	Expectativa de PLD do modelo DECOMP (R\$/MWh)						PLD médio
		Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	
Sudeste	Pesado	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
	Médio	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	
	Leve	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	
Sul	Pesado	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
	Médio	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	
	Leve	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	
Nord.	Pesado	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
	Médio	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	
	Leve	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	
Norte	Pesado	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
	Médio	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	
	Leve	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	

⁶ Conforme informação disponível na planilha “SITE - AAC002 - Patamares Consolidados por Semana e Mês 2023”, disponível no conteúdo exclusivo do site da CCEE, no espaço de preços ou contabilização.

⁷ O cálculo do PLD gatilho considera os valores de expectativa de PLD com base na execução do modelo DECOMP oficial da primeira semana operativa e a expectativa das próximas semanas desta mesma rodada. Os valores são obtidos considerando os custos marginais de operação disponíveis no arquivo “cmdec0.rv0”, da CCEE, limitados pelos valores mínimo e máximo estrutural do PLD vigente.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Os valores de carga prevista para cada semana⁸, utilizados no cálculo da carga média mensal de cada submercado para ponderar o PLD médio mensal de cada submercado, são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Expectativa de carga para cada semana e patamar e a média mensal de dezembro de 2023 por submercado

Subm.	Patamar	CARGA (MWmed)						Carga Média
		Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	
Sudeste	Pesado	52.109	51.571	51.504	50.079	48.865	50.318	44.644
	Médio	49.855	49.642	49.578	48.239	45.888	47.114	
	Leve	40.448	40.976	40.922	39.786	37.928	38.822	
Sul	Pesado	15.935	15.900	16.102	15.521	14.760	15.801	13.466
	Médio	15.156	15.248	15.436	14.895	13.705	14.572	
	Leve	11.679	12.038	12.192	11.747	11.019	11.387	
Nord.	Pesado	14.783	14.514	14.308	14.127	13.920	14.186	13.530
	Médio	15.035	14.856	14.654	14.476	13.979	14.315	
	Leve	13.071	12.984	12.800	12.638	12.293	12.495	
Norte	Pesado	8.055	8.023	7.927	7.855	7.746	7.667	7.553
	Médio	7.996	7.946	7.853	7.783	7.574	7.555	
	Leve	7.430	7.435	7.345	7.278	7.083	7.049	

Desta forma, a Tabela 13 ilustra o $PLD_{gatilho}$ de dezembro de 2023:

Tabela 13 – PLD gatilho de dezembro de 2023

Dezembro de 2023	
PLD_{gatilho} (R\$/MWh)	69,04

Definição da Bandeira Tarifária de dezembro de 2023

Para dezembro de 2023, os valores considerados para cada variável estão ilustrados na Tabela 14:

Tabela 14 – Valores das Variáveis para definição da Bandeira Tarifária

Variável	Valor
$PLD_{max\ estrutural}$ (R\$/MWh)	684,73
PLD_{min} (R\$/MWh)	69,04
GH_{band} (MWmed)	52.820
GF_{band} (MWmed)	53.500
GSF_{band}	0,99
$PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh)	69,04

Considerando os valores para dezembro de 2023, podemos observar as faixas para acionamento das bandeiras tarifárias, após aplicar o cálculo do $PLD_{liminf.pat}$ e $PLD_{limsup.pat}$. A Tabela 15 apresenta os limites de PLD para o acionamento das bandeiras tarifárias:

Tabela 15 – Limites para acionamento das bandeiras tarifárias

Cor da Bandeira	Gatilho
Verde	$R\$ 69,04/MWh \leq PLD \leq R\$ 684,73/MWh$
Amarela	—
Vermelha 1	—
Vermelha 2	—

Com base nas informações apresentadas e enviadas à ANEEL, a Agência divulgou no dia 24 de novembro de 2023 a cor da bandeira tarifária do mês de dezembro de 2023, conforme mostrado na Tabela 16.

Tabela 16 – Cor da Bandeira Tarifária de dezembro de 2023

Cor da Bandeira Tarifária	Dezembro de 2023
	Verde

Nota 1: Cabe destacar que o cálculo do $PLD_{liminf.pat}$ e $PLD_{limsup.pat}$ consideram os valores apresentados na Figura 5 da Nota Técnica nº 021/2021-SRG-SGT-SRM/ANEEL e o valor de GSF_{band} obtido pela proporção de GH_{band}/GF_{band} é considerado com arredondamento em duas casas decimais, seguindo solicitação da ANEEL.

⁸ Os valores de carga prevista para cada semana podem ser encontrados no arquivo de entrada "dadger.rv0" do modelo DECOMP, no registro DP.