

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 – SIN<sup>1</sup>.

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  $GSF_{band}$ .

A partir de 1º de abril de 2024, através da REH 3.306/2024 e da REN 1.084/2024, a ANEEL estabeleceu novas faixas de acionamento e adicionais das bandeiras tarifárias, no que se refere a ocorrência de despacho termelétrico por razões de segurança energética, definido fora da ordem de mérito econômico pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

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 agosto de 2025 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 (uma versão mais recente do Ábaco de Acionamento das Bandeiras Tarifárias pode ser encontrada no Anexo I da Resolução Homologatória ANEEL 3.306/2024):

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

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

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.

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	$PLD_{liminf.vermelha2} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{max}$

Para as situações específicas de despacho termelétrico definido fora da ordem de mérito econômico, Geração Fora da Ordem de Mérito – GFOM, são considerados o acionamento composto conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Faixas de acionamento específico para situações de despacho termelétrico definido fora da ordem de mérito econômico

Acionamento Original	Despacho Térmico Total (MWm)	Acionamento Composto	Adicional (R\$/MWh)
Verde	$\leq 6.962$	Verde	0
	$> 6.962$ e $\leq 11.362$	Amarela	18,85
	$> 11.362$ e $\leq 14.262$	Vermelha 1	44,63
	$> 14.262$ e $\leq 16.562$	Vermelha 2	78,77
Amarelo	$\leq 9.262$	Amarela	18,85
	$> 9.262$ e $\leq 12.162$	Vermelha 1	44,63
	$> 12.162$ e $\leq 16.562$	Vermelha 2	78,77
Vermelho 1	$\leq 11.462$	Vermelha 1	44,63
	$> 11.462$ e $\leq 14.262$	Vermelha 2	78,77
Vermelho 2	$\leq 11.762$	Vermelha 2	78,77

## 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 agosto de 2025.

### 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 2024 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 3.

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

Tabela 3 – Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2024

Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2024	
Perda de Geração Hidráulica (Bruta p/ Conexão)	1,335%
Perda de Geração Hidráulica (Conexão p/ Centro de Gravidade)	2,151%
Participação de PCH e CGH no MRE	64,973%
Perda de PCH e CGH (Conexão p/ Centro de Gravidade)	0,076%

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 agosto de 2025 e são ilustradas na Tabela 4, ressaltamos que os valores de geração hidráulica são resultados da execução do modelo DECOMP da revisão 0 do Programa Mensal da Operação<sup>2</sup>.

Tabela 4 – Geração Média Mensal com Segurança Energética

Geração Média Mensal com Segurança Energética do SIN				
Pesada	Média	Leve	(MWh)	Total (MWmed)
5.390.741	10.845.428	10.147.450	26.383.619	35.462

É descontada da geração hidrelétrica apresentada na Tabela 4, 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 computacionais utilizados no cálculo do PLD e do Custo Marginal de Operação – CMO do ONS<sup>3</sup>, cujo somatório é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Previsão de Geração de Itaipu para Atendimento da Carga do Paraguai e Consumo Interno da Usina

Geração (MWmed)	
ANDE + C. I. Itaipu	2.610

Após a obtenção da geração hidrelétrica descontados os valores de ANDE e consumo interno da UHE Itaipu, são aplicados os fatores apresentados na Tabela 3, com a finalidade de levar a geração hidráulica bruta para o ponto de conexão da usina e, posteriormente, para levar o valor do ponto de conexão da usina para o centro de gravidade. Desta forma, são obtidos os valores de geração das usinas hidrelétricas no centro de gravidade conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Previsão de Geração das Usinas Hidrelétricas no Centro de Gravidade

Geração (MWmed)	
GH ONS	35.462
ANDE + C. I. Itaipu	2.610
GH Bruta	32.852
GH Conexão	32.413
GH Centro Grav.	31.716

Além da geração das usinas hidrelétrica no centro de gravidade, são considerados os fatores da Tabela 3, com o intuito de representar a geração referente às PCHs e às CGHs<sup>4</sup> 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 7.

Tabela 7 – Previsão de Geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas pertencentes ao MRE

PCH e CGH (MWmed)				
Submercado	Prev. de Geração	Total	Participação no MRE	Part. MRE no Centro Grav.
Sudeste	1.362	2.551	1.657	1.656
Sul	1.013			
Nordeste	75			
Norte	101			

A previsão de geração hidráulica total do MRE ( $GH_{band}$ ) para o acionamento da Bandeira Tarifária no centro de gravidade é mostrada na Tabela 8.

Tabela 8 – Previsão de Geração Hidráulica do MRE no Centro de Gravidade

Geração (MWmed)	
GH Centro Grav.	31.716
PCH e CGH Centro Grav.	1.656
$GH_{band}$	33.372

## 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 agosto de 2025 são considerados os valores de garantia física sazonalizada apresentados no InfoMercado - Dados Abertos<sup>5</sup>, aplicando sobre estes a proporção de sazonalização de agosto de 2025 (0,086759282945), conforme divulgado no conforme divulgado no Comunicado nº 071/25, de 24 de janeiro de 2025, 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 9.

Tabela 9 – Garantia física “flat”

Submercado	Garantia Física Sazonalizada sem expansão (MWmed)	Garantia Física “Flat” sem expansão	Expansão de Garantia Física (MWmed)
Sudeste	33.057	32.360	0
Sul	8.296	8.122	0
Nordeste	5.062	4.955	0
Norte	10.184	9.970	0
SIN	56.599	55.407	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 meses<sup>6</sup>. Os valores de expectativa da garantia física “flat”, que é o valor da  $GF_{band}$ , para o mês de agosto de 2025 são ilustrados na Tabela 10.

Tabela 10 – Garantia Física Concebido para as Bandeiras Tarifárias

Submercado	Garantia Física “Flat” (MWmed)	Garantia Física “Flat” deduzida as perdas (MWmed)	$GF_{band}$ (MWmed)
Sudeste	32.360	30.973	53.032
Sul	8.122	7.773	
Nordeste	4.955	4.742	
Norte	9.970	9.543	
SIN	55.407	53.032	

## 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 agosto de 2025 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 operativa<sup>7</sup> para o mês civil. A Tabela 11 mostra as durações de cada patamar para cada semana do mês de agosto de 2025.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> A previsão de geração de Itaipu e consumo interno são informados no arquivo de entrada de dados “c\_adic.dat” do modelo NEWAVE.

<sup>4</sup> A expectativa da geração de PCHs e CGHs pode ser encontrada na planilha “Usinas\_não\_simuladas\_ago25.xlsx”, disponibilizada no SINtegre pelo ONS.

<sup>5</sup> Conjunto de dados “GARANTIA\_FISICA\_SAZO\_SUBMERCADO”, coluna “GF\_SAZO\_USINAS\_MRE\_MOTORIZADA”, atualizado em 02 de julho de 2025

<sup>6</sup> Disponível no conjunto de dados “MRE\_MENSAL”, coluna “FATOR\_REDUCAO\_ACUMULADO” disponível até o mês de junho de 2025

<sup>7</sup> Conforme disponível na planilha “Patamares Consolidados por Semana e Mês”, disponível no site da CCEE > Documentos > Acervo CCEE > Buscar “Patamares de Carga”

Tabela 11 – Número de horas de cada semana e patamar de carga para o mês de agosto de 2025

Patamar	Nº de Horas por Patamar nas Semanas Operativas					
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6
Pesado	5	25	25	25	25	0
Médio	11	65	65	65	65	10
Leve	8	78	78	78	78	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 agosto de 2025 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 semanas<sup>8</sup>. Estes valores de expectativa de PLD para cada semana são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Resultado da Função de Custo Futuro do DECOMP para a primeira semana de agosto 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	315,19	313,65	317,16	320,43	321,54	322,94	310,30
	Médio	308,68	308,68	309,18	312,37	314,19	316,24	
	Leve	302,61	303,90	305,44	308,04	310,04	312,17	
Sul	Pesado	315,19	313,65	317,16	320,43	321,54	322,94	310,30
	Médio	308,68	308,68	309,18	312,37	314,19	316,24	
	Leve	302,61	303,90	305,44	308,04	310,04	312,17	
Nord.	Pesado	315,19	313,65	317,16	320,43	321,54	322,94	310,30
	Médio	308,68	308,68	309,18	312,37	314,19	316,24	
	Leve	302,61	303,90	305,44	308,04	310,04	312,17	
Norte	Pesado	315,19	313,65	317,16	320,43	321,54	322,94	310,30
	Médio	308,68	308,68	309,18	312,37	314,19	316,24	
	Leve	302,61	303,90	305,44	308,04	310,04	312,17	

Os valores de carga prevista para cada semana<sup>9</sup>, utilizados no cálculo da carga média mensal de cada submercado para ponderar o PLD médio mensal de cada submercado, são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Expectativa de carga para cada semana e patamar e a média mensal de agosto de 2025 por submercado

Subm.	Patamar	CARGA (MWmed)						Carga Média
		Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	
Sudeste	Pesado	46.219	45.880	45.793	46.431	46.442	48.093	42.019
	Médio	47.259	47.062	46.984	47.550	47.559	47.680	
	Leve	36.255	36.341	36.276	36.749	36.757	37.837	
Sul	Pesado	15.516	15.572	15.578	15.607	15.588	15.836	13.466
	Médio	15.732	15.728	15.734	15.759	15.742	15.259	
	Leve	11.082	11.057	11.061	11.081	11.068	11.133	
Nord.	Pesado	12.121	12.499	12.573	12.735	12.875	13.217	12.754
	Médio	13.602	13.910	13.979	14.129	14.259	14.031	
	Leve	11.333	11.623	11.686	11.823	11.942	11.866	
Norte	Pesado	7.977	8.107	8.129	8.293	8.309	8.596	8.253
	Médio	8.552	8.686	8.707	8.865	8.881	8.786	
	Leve	7.638	7.765	7.786	7.937	7.951	7.904	

Desta forma, a Tabela 14 ilustra o  $PLD_{gatilho}$  de agosto de 2025:

Tabela 14 – PLD gatilho de agosto de 2025

Agosto de 2025	
<b>PLD<sub>gatilho</sub> (R\$/MWh)</b>	<b>310,30</b>

## Definição da Bandeira Tarifária de agosto de 2025

Para agosto de 2025, os valores considerados para cada variável estão ilustrados na Tabela 15:

Tabela 15 – Valores das Variáveis para definição da Bandeira Tarifária

Variável	Valor
$PLD_{max\_estrutural}$ (R\$/MWh)	<b>751,73</b>
$PLD_{min}$ (R\$/MWh)	<b>58,60</b>
$GH_{band}$ (MWmed)	<b>33.372</b>
$GF_{band}$ (MWmed)	<b>53.032</b>
$GSF_{band}$	<b>0,63</b>
$PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh)	<b>310,30</b>
$GFOM$ (MWmed)	<b>0</b>

<sup>8</sup> 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 "cmdeco.rv0", da CCEE, limitados pelos valores mínimo e máximo estrutural do PLD vigente.

Considerando os valores para agosto de 2025, podemos observar as faixas para acionamento das bandeiras tarifárias, após aplicar o cálculo do  $PLD_{liminf\_pat}$  e  $PLD_{limsup\_pat}$ . A Tabela 16 apresenta os limites de PLD para o acionamento das bandeiras tarifárias:

Tabela 16 – Limites para acionamento das bandeiras tarifárias

Cor da Bandeira	Gatilho
Verde	$R\$ 58,6/MWh \leq PLD \leq R\$ 74,27/MWh$
Amarela	$R\$ 74,28/MWh < PLD \leq R\$ 186,46/MWh$
Vermelha 1	$R\$ 186,47/MWh < PLD \leq R\$ 256,9/MWh$
Vermelha 2	$R\$ 256,91/MWh < PLD \leq R\$ 751,73/MWh$

Com base nas informações apresentadas e enviadas à ANEEL, a Agência divulgou no dia 25 de julho de 2025 a cor da bandeira tarifária do mês de agosto de 2025, conforme mostrado na Tabela 17.

Tabela 17 – Cor da Bandeira Tarifária de agosto de 2025

Cor da Bandeira Tarifária	
Agosto de 2025	<b>Vermelha 2</b>

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.

<sup>9</sup> Os valores de carga prevista para cada semana podem ser encontrados no arquivo de entrada "dadger.rv0" do modelo DECOMP, no registro DP.