

REFLEXO DAS BANDEIRAS NA ESTABILIDADE TARIFÁRIA:

Uma visão dos processos tarifários

Diego Boff

Iára Lenuzza de Oliveira Sobrosa

Nathalia Lenuzza de Oliveira Sobrosa

OUTUBRO 2018

Sumário

1. OBJETIVO _____	3
2. MECANISMO DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS _____	3
3. HISTÓRICO _____	3
NT 028-2015 - FEVEREIRO DE 2015 _____	3
NT 017/2016 - JANEIRO DE 2016 _____	7
NT 010/2017 - FEVEREIRO DE 2017 _____	8
SUBMÓDULO 6.8 – Módulo 6 do PRORET - Demais Procedimentos _____	9
4. METODOLOGIA E DADOS _____	12
5. ANÁLISE DOS RESULTADOS _____	17
6. CONCLUSÃO _____	19

1. Objetivo

Avaliar se a aplicação das bandeiras tarifárias atingiu um de seus objetivos que seria proporcionar estabilidade tarifária para os consumidores.

2. Mecanismo de Bandeiras Tarifárias

As bandeiras tarifárias surgiram com o propósito principal de sinalizar ao consumidor os custos de geração em “tempo real”, aplicando aos consumidores um sinal de preço que refletisse a condição hídrica vigente. Assim, períodos de seca teriam um sinal de preço maior como promotor de uso racional de energia elétrica. Além disso, com o pagamento mais simultâneo, espera-se que as contas gráficas que acumulam os desvios de custo da geração de energia elétrica não acumulem saldos elevados e, assim, atuando como estabilizador tarifário.

Para verificar se a condição esperada de estabilidade tarifária foi atingida, este relatório oferece um breve histórico da aplicação das bandeiras, e uma análise a partir dos processos tarifários das distribuidoras.

3. Histórico

Neste capítulo exploram-se as definições dadas pelas principais notas técnicas que estabeleceram previsões de custos, faixas de acionamento e valores das bandeiras tarifárias.

NT 028-2015 – FEVEREIRO DE 2015

Em 2011, foi aprovado o Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) que atualizou a forma de cálculo da Estrutura Tarifária. O submódulo 7.1 definiu que a partir de 2015 as bandeiras tarifárias seriam aplicadas efetivamente aos consumidores, e ao longo dos anos 2013 e 2014 seriam feitos testes que simulariam os resultados obtidos com aplicações hipotéticas das bandeiras amarela e vermelha. Dia 5 de fevereiro de 2015 a ANEEL por meio do Decreto nº 8401/2015 determinou a criação da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT) – regulamentada pela ANEEL.

O Decreto demonstra que as variações dos custos de geração por termelétricas e a exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo devem também ser considerados na hora de aplicar as bandeiras, além das receitas obtidas conforme cobertura tarifária vigente.

Os recursos faturados pela aplicação de bandeiras deverão ser repassados à CCRBT e então redistribuídos – pela CCEE – para os agentes de distribuição.

De acordo com o Submódulo 7.1 do PRORET, o sistema de bandeiras possui faixas de acionamento conforme o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE). O acionamento da bandeira é informado pela ANEEL mês a mês.

Todavia, propõe-se a definição de uma única bandeira mensal para todas as distribuidoras, visto que os custos de geração por termelétrica e a exposição aos preços de liquidação do mercado de curto prazo serão compartilhados entre todas concessionárias do SIN através da CCBRT–Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias. Nesse caso, as bandeiras deixam de ser por submercado e devem então seguir os seguintes critérios do Custo Variável Unitário para seu acionamento:

Bandeira Tarifária	Acionamento
Verde	inferior ao valor de 200,00 R\$/MWh
Amarela	igual ou superior a 200,00 R\$/MWh e inferior ao valor-teto do PLD, atualmente de 388,48 R\$/MWh
Vermelha	igual ou superior ao valor-teto do PLD ^{*1} , de 388,48 R\$/MWh

Tabela 1-Regra de acionamento das bandeiras

O Custo Variável Unitário para acionamento das bandeiras é igual ao CVU da usina mais cara, com previsão de despacho pelo ONS por ordem de mérito ou segurança energética para o mês subsequente à reunião do Planejamento Mensal de Operação (PMO). O valor de R\$388,48/MWh representa o mais elevado CVU de uma usina termelétrica de gás natural contratado por meio de CCEAR.

A aplicação do novo sistema passou a vigor a partir de julho de 2015.

Os custos que devem ser refletidos no valor das bandeiras tarifárias são:

¹ Preço de Liquidação de Diferenças

- Variação do custo da parcela variável dos CCEARs na modalidade por disponibilidade em relação à cobertura tarifária concedida;
- ESS gerado por usinas despachadas por ordem de mérito com CVU acima do valor teto do PLD;
- ESS gerado por segurança energética;
- Exposição involuntária ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência contratual;
- Risco hidrológico associado à geração dos CCGFs;
- Risco hidrológico associado à geração de ITAIPU;
- Estimativa de Excedente da CONER associado aos Leilões de Energia de Reserva.

A tabela abaixo representa a expectativa de custo adicional da parcela variável dos contratos por disponibilidade a ser recuperada pela receita das bandeiras tarifárias, considerando os parâmetros de inflexibilidade, energia contratada, disponibilidade e CVU das usinas afetadas pelos contratos e a manutenção do PLD no patamar máximo durante o ano todo, excluindo os custos cobrados na forma de ESS:

Custo variável de CCEARs-D a PLD de R\$ 200/MWh (R\$)	Custo variável de CCEARs-D a PLD de R\$ 388,48/MWh (R\$)	Custo a ser recuperado pela receita das bandeiras (R\$)
9.996.638.007,13	13.083.985.960,49	3.087.347.953,36

Tabela 2-Expectativa do custo adicional de contratos de disponibilidade a ser recuperado

O custo de ESS é dado pela diferença entre o CVU e o PLD, para as usinas contratadas no ambiente regulado CCEARs-D na modalidade por disponibilidade, este custo foi restrito integralmente aos consumidores cativos do SIN, já para as usinas termelétricas que não venderam sua energia por meio de CCEARs por disponibilidade (na condição de $CMO \geq CVU > PLD$, conforme a tabela abaixo), o custo é pago por agentes cativos e livres, na proporção do consumo líquido atendido pelo SIN.

ESS CVU>PLDmax CCEAR-D (R\$)	ESS CVU>PLDmax Demais Térmicas cativo (R\$)	ESS CVU>PLDmax Total (R\$)
650.737.477,42	503.227.962,72	1.153.965.440,14

Tabela 3-Expectativa de custo do ESS

O encargo de ESS – por segurança energética – remunera a diferença entre o CVU e PLD associada a geração da usina despachada com condição $CMO < CVU$. Nessa lógica, quanto maior o valor do CMO menor o valor do ESS nesta categoria e, por sua vez, maior o encargo referente às usinas na condição $CMO \geq CVU > PLD$. O pagamento do encargo de ESS por segurança energética afeta os consumidores cativos e os livres, enquanto que o da segunda condição afeta apenas os cativos do SIN.

Além do rateio dos encargos, leva-se em conta a estimativa do risco hidrológico associado à geração dos CCGFs e de Itaipu, a estimativa de Excedente da CONER associado aos Leilões de Energia de Reserva, de exposição involuntária ao mercado de curto prazo e a cobertura econômica do EER. A Conta de Energia de Reserva recebe o capital gerado pela energia que é liquidada no Mercado de Curto Prazo quando há geração pelas usinas comprometidas com o CER e é utilizada para cobrir custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva.

Consolidados todos os custos cobertos pelas bandeiras, conforme mostra a tabela abaixo, resta apenas o adicional referente a cada uma delas.

Item	Custo (R\$)
Parcela variável CCEARs-D	3.087.347.953,36
ESS_SE Despacho Térmico Total Cativo	8.720.847.866,00
ESS CVU>PLDmax	1.153.965.440,14
Exposição	5.754.529.191,41
Risco Hidrológico CCGF	1.306.505.212,95
Risco Hidrológico Itaipu	2.261.126.928,12
EER na tarifa	-2.814.000.000,00
CONER	-1.585.217.755,76
Total	17.885.104.836,22

Tabela 4- Expectativas de Custos adicionais por item de custo- Parágrafo 46 NT nº 28 2015

O valor adicional da bandeira vermelha foi obtido de acordo com a previsão de custos, estimativa do mercado cativo e a receita de bandeira faturada ao patamar de R\$30MW/h,

e o da bandeira amarela, a metade da vermelha. Tais valores das bandeiras foram aproximados ao número múltiplo de 5 mais próximo.

Custo total 2015 (R\$)	Receita bandeiras jan/15 e fev/15 (R\$)	Custo a ser recuperado entre mar/15 e dez/15 (R\$)	Mercado cativo ajustado mar/15 a dez/15 (MWh)	Adicional da bandeira vermelha (R\$/MWh)	Adicional da bandeira amarela (R\$/MWh)
17.885.104.836	1.770.750.838	16.114.353.997	295.125.139	54,60	27,30

Tabela 5- Adicional de bandeiras calculado R\$/MWh - Parágrafo 48 NT nº 28 2015

Adicional da bandeira vermelha (R\$/MWh)	Adicional da bandeira amarela (R\$/MWh)
55,00	25,00

Tabela 6- Adicional de bandeiras definido- Parágrafo 48 NT nº 28 2015

NT 017/2016 - JANEIRO DE 2016

A Nota Técnica nº 328/2015-SGT/ANEEL trouxe uma proposta para alterar a regulamentação publicada em fevereiro de 2015, apresentando mudanças no sistema de bandeiras tarifárias e na conta das bandeiras, tais como: alteração do limite inferior da bandeira amarela; definição de dois patamares de bandeira vermelha; inclusão do risco hidrológico de geração hidrelétrica dos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); realização da Parcela Variável dos CCEARs-D considerando um valor fixo para o limite inferior da bandeira amarela; desconsideração dos efeitos liminares e da apuração dos custos cobertos pela conta das bandeiras.

Com vigência a partir de fevereiro de 2016 e com base no que foi proposto pela Nota Técnica nº 355/2015-SGT/ANEEL – com algumas manutenções – em relação a faixa de acionamento e adicionais das bandeiras, levando em conta o CVU da última usina a ser despachada, foram obtidos tais valores:

Bandeira Tarifária	Acionamento	Adicionais
verde	R\$ 211,28/MWh > CVU	0
amarela	R\$ 422,56/MWh > CVU => R\$ 211,28/MWh	R\$ 15/MWh
vermelha	Patamar 1: R\$ 610/MWh > CVU => R\$ 422,56/MWh	R\$ 30/MWh
	Patamar 2: CVU => R\$ 610/MWh.	R\$ 45/MWh

Tabela 7- Bandeira tarifária em 2016 - Parágrafo 24 e 25 NT nº 17 2016

Com relação aos repasses da Conta Bandeira, as contribuições foram referentes ao Encargo P&D, que definiu que as bandeiras tarifárias devem ser a base de cálculo dos investimentos em P&D, e ao Efeito de Liminares, que solicitou a exclusão dos efeitos de liminares na apuração dos repasses da Conta Bandeiras e que caso não excluído, propõe o pagamento pela exposição no mercado de curto prazo – decorrente das liminares – seja efetuado até o limite do saldo mensal dos recursos da CCRBT alocados para cada distribuidora, sem penalidades.

NT 010/2017 – FEVEREIRO DE 2017

A Nota Técnica nº 399/2016- SGT/ANEEL propôs o aperfeiçoamento da regulamentação do Sistema de Bandeiras Tarifárias e da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias. Na Audiência Pública AP nº 91/2016 quatorze agentes contribuíram com: faixa de acionamento e relação com PLD; proposta de criação de um novo patamar de bandeira amarela – que cobriria os custos do risco hidrológico; atualização das premissas para a definição dos patamares. O que foi proposto pela AP foi que a definição das faixas de acionamento não fosse conectada exclusivamente ao PLD, mas também à distribuição de custos e riscos entre os patamares.

Contudo, a NT 010/2017 optou por manter os quatro patamares antes vistos na NT 017/2016, bandeira verde, amarela, vermelha 1 e vermelha 2. Assim, mantendo o caráter educativo ao comunicar aos consumidores, ademais com a adoção da desvinculação da faixa de acionamento com o PLD, a distribuição de custos entre os patamares progrediu.

Com a atualização da previsão dos itens de custos, quais sejam:

- CCEAR-D
- Exposição Involuntária

- Encargo de Serviços do Sistema
- Risco Hidrológico das Cotas
- Risco Hidrológico dos CCEARs
- Risco Hidrológico de Itaipu
- CONER (Receita)

As faixas de acionamento das bandeiras para 2017 ficaram de acordo com a tabela a seguir:

bandeira tarifária	Acionamento	Adicionais (R\$/MWh)
verde	R\$ 211,28/MWh > CVU	0,00
amarela	R\$ 422,56/MWh > CVU => R\$ 211,28/MWh;	20,00
vermelha	Patamar 1: R\$ 610/MWh > CVU => R\$ 422,56/MWh	30,00
	Patamar 2: CVU => R\$ 610/MWh	35,00

Tabela 8- Bandeira tarifária 2017

SUBMÓDULO 6.8 – Módulo 6 do PRORET – Demais Procedimentos

No mês de agosto de 2018 ocorreu a última revisão do PRORET, afirmando a aplicação das bandeiras tarifárias, suas faixas de acionamento, custos cobertos, sua finalidade, entre outras coisas.

Por fim, ficaram definidos no Submódulo 6.8 quatro tipos de bandeiras: bandeira verde (que indica condições favoráveis de geração de energia, por isso não possui adicional); bandeira amarela; bandeira vermelha 1; bandeira vermelha 2. Considerando as informações dadas pela ONS e pela CCEE, a ANEEL deve informar mensalmente qual será a bandeira vigente do mês seguinte, por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária (SGT). Além disso, a cada ano a ANEEL deverá, a partir da previsão dos custos de geração por fonte termelétrica e de exposição ao mercado de curto prazo, consolidar em uma Resolução Homologatória específica os valores adicionais de cada uma das bandeiras e suas faixas de acionamento.

Na definição das faixas de acionamento, serão considerados limiares de risco definidos segundo o histórico do SIN e a definição da função distribuição acumulada (FDA) da variável fator de ajuste do MRE, os valores obtidos serão enquadrados ao PLD segundo os limites da tabela abaixo:

Bandeira Tarifária	Acionamento
verde	$PLD_{min} \leq PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_verde}$
amarela	$PLD_{liminf_amarela} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_amarela}$
vermelha	Patamar 1: $PLD_{liminf_vermelho1} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_vermelho1}$
	Patamar 2: $PLD_{liminf_vermelho2} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{max}$

PLDmax: Valor máximo de PLD definido segundo regulação da ANEEL;

PLDmin: Valor mínimo de PLD definido segundo regulação da ANEEL;

PLDgatilho: Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) resultado da ponderação do PLD médio mensal de cada submercado segundo sua respectiva participação na carga total do SIN.

Tabela 9- Regra de acionamento das bandeiras definidas no Submódulo 6.8 do PRORET

Os valores dos adicionais, por sua vez, serão calculados de acordo com o critério de risco baseado na FDA do fator de ajuste do MRE, tais valores serão arredondados para o múltiplo de cinco mais próximo.

Quanto a Conta Bandeiras, que será mantida pela CCEE, servirá para administrar os recursos provenientes das tarifas das bandeiras. O recolhimento destes recursos será feito pelos agentes de distribuição mensalmente, com direito a crédito, no processo de liquidação financeira do mercado de curto prazo, deverá considerar os custos da geração por fonte termelétrica e exposições involuntárias – disponibilizados pela CCEE. No cálculo dos custos poderá ser considerado, segundo avaliação da ANEEL, o efeito resultante de liminar interposta por agente.

Tais previsões de custos deverão incluir os itens:

- CCEAR-D;
- Exposição ao mercado de curto prazo devido a insuficiência contratual;
- ESS decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com CVU acima do valor-teto do PLD;

- Exposição ao mercado de curto prazo por insuficiência de geração:
 - Risco Hidrológico das Cotas;
 - Risco Hidrológico dos CCEARs;
 - Risco Hidrológico de Itaipu.

Além dos custos acima, deve abranger as coberturas tarifárias consideradas nos processos de reajuste e revisão das tarifas, as receitas do pagamento de prêmio de risco, a estimativa de CONER, de recebimento de possíveis inadimplências e do saldo remanescente na Conta Bandeiras do ano anterior e, adicionalmente, os resultados acumulados pelas distribuidoras anteriormente.

Os recursos mensais da Conta Bandeiras serão apurados de acordo com a situação mensal e com o resultado líquido das receitas e custos. Existem dois cenários possíveis: a situação deficitária e a superavitária, que ocorrem quando o somatório da receita faturada por uma distribuidora em certo mês (com os adicionais das bandeiras) com o saldo da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias é menor ou igual ao Custo Líquido Total (CLT), ou quando este somatório é maior que o CLT, respectivamente. Cada cenário possui uma forma para obter os valores de repasse financeiro da CCRBT e ao ocorrer o superávit, as receitas excedentes serão alocadas integralmente para os itens que impactam a CVA Energia.

Além do que será divulgado pela ANEEL, a ONS deverá compartilhar as informações relativas a previsão da Geração Hidráulica total do SIN compatível ao mês de acionamento da Bandeira Tarifária e a CCEE deverá divulgar os parâmetros de previsão, correspondentes ao mês de acionamento da Bandeira Tarifária, de geração hidráulica total do MRE sinalizada no PMO (GHband), o valor de garantia física concebido para as bandeiras (GFband), o PLDgatilho e as premissas e dados empregados para os seus cálculos.

Ademais, fica de responsabilidade da CCEE instituir a Conta dos Recursos de Bandeiras Tarifárias e estruturar e gerir a Conta Centralizadora. Também, a CCEE deverá orçar e receberá anualmente e em parcela única os custos administrativos, financeiros e eventuais encargos tributários (CAFT) relativos à gestão da Conta Bandeiras.

4. Metodologia e Dados

Para auferir sobre a estabilidade tarifária vislumbram-se pelo menos duas abordagens (i) impacto para os consumidores ou (ii) alteração no índice de reajuste tarifário medido tradicionalmente por:

$$\% IRT = \frac{RA1 + \textit{Financeiros}}{RA0}$$

O primeiro tem a vantagem de medir a percepção do consumidor devido as alterações tarifárias, porém neste trabalho optou-se pela 2ª abordagem que reflete melhor a situação do momento, na medida em que não captura os impactos dos itens financeiros do processo anterior que entram ou saem da base da receita permitida.

Dito isso, o primeiro passo foi montar um banco de dados com as seguintes informações:

- RA0, RA1, Componente financeira disponíveis na planilha SPARTA².
- Valor líquido de receita com bandeiras (faturamento menos repasse a CCBRT)³.
- Os valores das receitas – Receita faturada e Repassada a CCBRT – somados pelo período tarifário de cada distribuidora.

Os dados dos processos tarifários correspondem ao período de 2015 a 2018 referente a 63 distribuidoras, exceto para aquelas que ainda não haviam passado por processo tarifário até o momento de início deste estudo, ou por postergação do processo no período.

² <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

³ http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-bandeiras/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2

Amazonas Distribuidora de Energia S/A	2017; 2018
BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S/A.	2018
Boa Vista - Boa Vista Energia S/A	2018
CAIUÁ-D - Caiuá Distribuição de Energia S/A	2018
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá	2018
CEB-DIS - CEB Distribuição S/A	2018
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	2018
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	2018
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	2018
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	2018
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste	2018
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	2018
CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica	2018
CPFL- Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz	2018
DMED - DME Distribuição S.A	2018
EDEVP - Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	2018
BRAGANTINA- Empresa Elétrica Bragantina S/A.	2018
ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre	2018
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	Planilha SPARTA de 2017 com erro
SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	2016
ENERGISA SUL SUDESTE	2015, 2016. Concessões ainda não unificadas.
AMPLA - Ampla Energia e Serviços S/A	2015
LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A.	2015

Tabela 10-Empresas analisadas

A partir destes dados é possível comparar o índice de reajuste real com um índice de reajuste que teria ocorrido caso não houvesse a aplicação das bandeiras tarifárias, conforme fórmula abaixo.

$$\% IRT_{com\ bandeiras} = \frac{RA1 + Financeiros + Bandeiras}{RA0}$$

Assim tem-se dois índices de reajuste, um real e outro com bandeiras e a diferença entre os dois é uma medida de estabilização tarifária em função da aplicação das bandeiras tarifárias.

$$\textit{índice de estabilidade} = \% IRT - \% IRT_{com\ bandeiras}$$

Este índice foi apurado individualmente por distribuidora e para os processos tarifários desde 2015. Também realizou-se uma análise de médias separando as distribuidoras em 04 grupo com o critério de quartil com referência ao RA0 de 2017, conforme apresentado na tabela a seguir:

Quartil	Limite inferior RAO	Limite superior RAO	Empresa
1	R\$ 7.554.831,36	R\$ 137.659.734,94	CFLO CHESP CPFL Mococa COCEL COOPERALIANÇA CPFL Leste Paulista DEMEI DMED EFLJC URUSSANGA ELETROCAR FORCEL HIDROPAN IENERGIA MUX Energia UHENPAL
2	R\$ 137.659.734,94	R\$ 836.205.162,77	BOA VISTA CAIUÁ-D CEA CPFL Jaguari CPFL SANTA CRUZ CNEE CPFL Sul Paulista EBO EDEVP BRAGANTINA ELETROACRE SANTA MARIA EMG ENF SULGIPE
3	R\$ 836.205.162,77	R\$ 3.309.436.834,81	AES-SUL CEAL CEB-DIS CEEE-D

			CELTINS CEMAR CEPISA CERON COSERN ENERSUL EPB ESCELSA ESE RGE ENERGISA SUL SUDESTE
4	R\$ 3.309.436.834,81	R\$ 13.362.415.167,63	AMPLA BANDEIRANTE CELESC-DIS CELG-D CELPA CELPE CEMAT CEMIG-D COELBA COELCE COPEL-DIS CPFL-Piratininga CPFL-Paulista ELEKTRO ELETROPAULO LIGHT

Tabela 11- Distribuidoras por quartis do RAO

5. Análise dos resultados

Neste capítulo apresentam-se uma análise dos resultados obtidos.

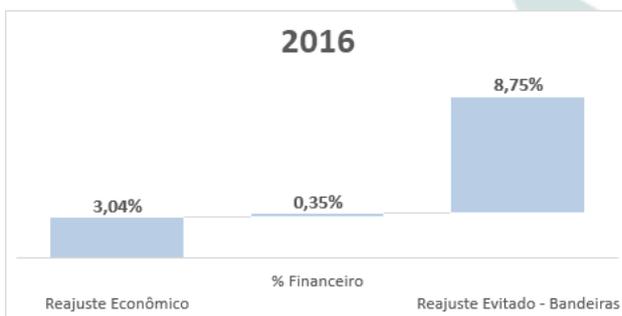
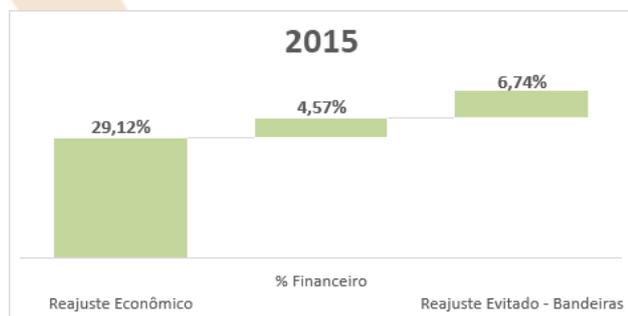
A tabela 12 mostra a comparação entre índices de reajuste tarifário reais aplicados e índices simulados, caso não houvesse aplicação do sistema de bandeiras tarifárias.

	Índice de Reajuste c/financeiros	Índice Reajuste Financeiro	Índice Reajuste sem aplicação de bandeiras	Redução do Reajuste pelas Bandeiras
2015	33,69%	4,57%	40,43%	-6,74%
2016	3,40%	0,35%	12,15%	-8,75%
2017	5,07%	-0,16%	6,68%	-1,61%
2018	13,07%	4,16%	18,19%	-5,12%
Total	13,77%	2,11%	19,30%	-5,53%

Tabela 12- Impacto médio das bandeiras tarifárias nos reajustes tarifários

Pela tabela 12 o índice de reajuste tarifário teria sido 5,53% em média maior do que os 13,77% ocorrido.

A Figura 1- Índices de Reajuste e Reajuste Evitado pela aplicação das bandeiras mostra a média dos reajustes anuais evidenciando o reajuste econômico, o índice de reajuste financeiro e o “% de reajuste evitado” pela aplicação das bandeiras tarifárias.



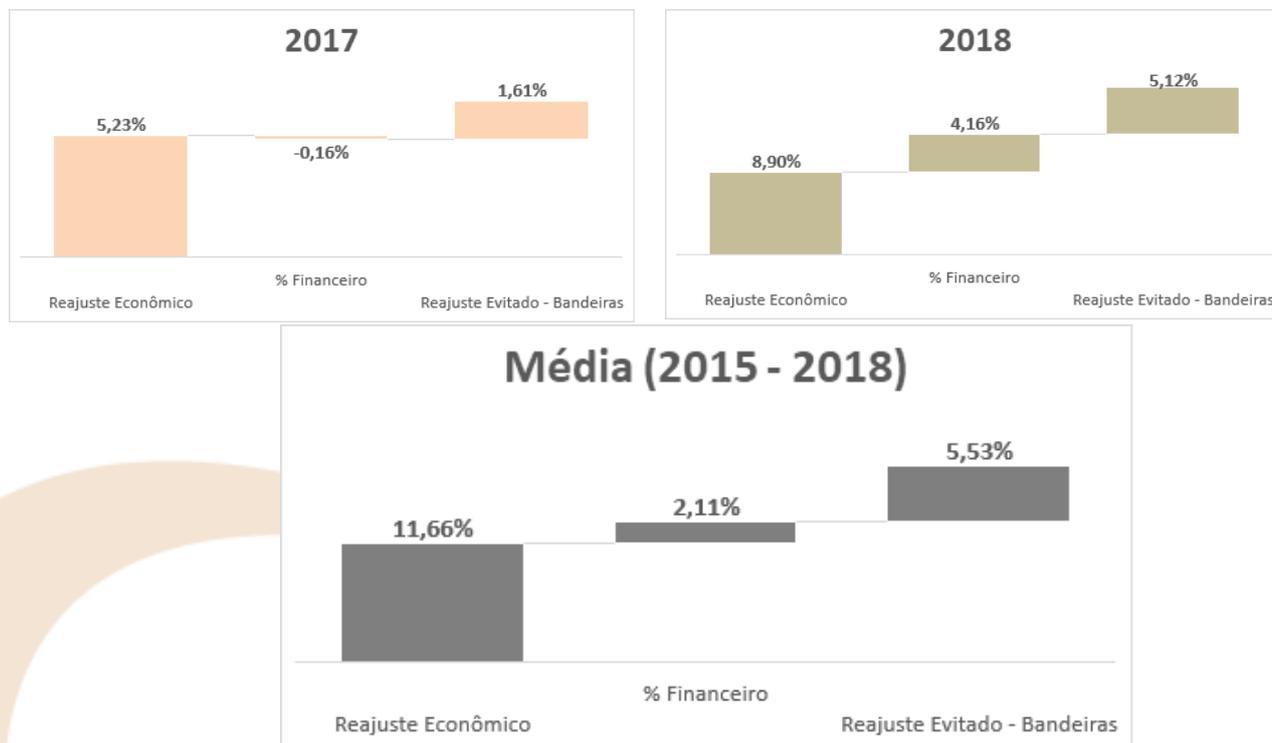


Figura 1- Índices de Reajuste e Reajuste Evitado pela aplicação das bandeiras

Observando a Figura 1- Índices de Reajuste e Reajuste Evitado pela aplicação das bandeiras, verifica-se que para todos anos o % de reajuste evitado pela aplicação das bandeiras tarifárias foi maior do que o % de reajuste financeiro, ou seja, o repasse do custo de forma mais concomitante com o seu surgimento reduziu a instabilidade tarifária em função do descasamento temporal entre custo e repasse, evitando assim degraus tarifários maiores por itens financeiros, ainda que tenha havido significativo aumento dos custos econômicos, o que não é objeto de tratamento pela bandeira tarifária.

Lendo a Figura 1, em 2018 o índice de reajuste médio teria sido 5,12 p.p. mais alta caso não tivesse havido aplicação das bandeiras tarifárias, enquanto que o índice de reajuste econômico médio foi de 8,90% e o índice financeiro de 4,16%.

A tabela abaixo refere-se às médias calculadas por quartil, com os dados do ano de 2017.

QUARTIL (2017)	Índice de Reajuste c/financeiros	Índice Reajuste Financeiro	Índice Reajuste sem aplicação de bandeiras	Redução do Reajuste pelas Bandeiras
1	1,53%	-2,54%	4,35%	-2,82%
2	3,25%	-0,41%	4,76%	-1,51%
3	6,00%	1,07%	6,35%	-0,35%
4	7,00%	0,50%	8,57%	-1,56%
Média	5,07%	-0,16%	6,68%	-1,61%

Tabela 13-Impacto médio das bandeiras por quartil

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra o reajuste médio real das distribuidoras analisadas no ano de 2017 e o que teria sido o reajuste se não tivesse havido a aplicação das bandeiras tarifárias.

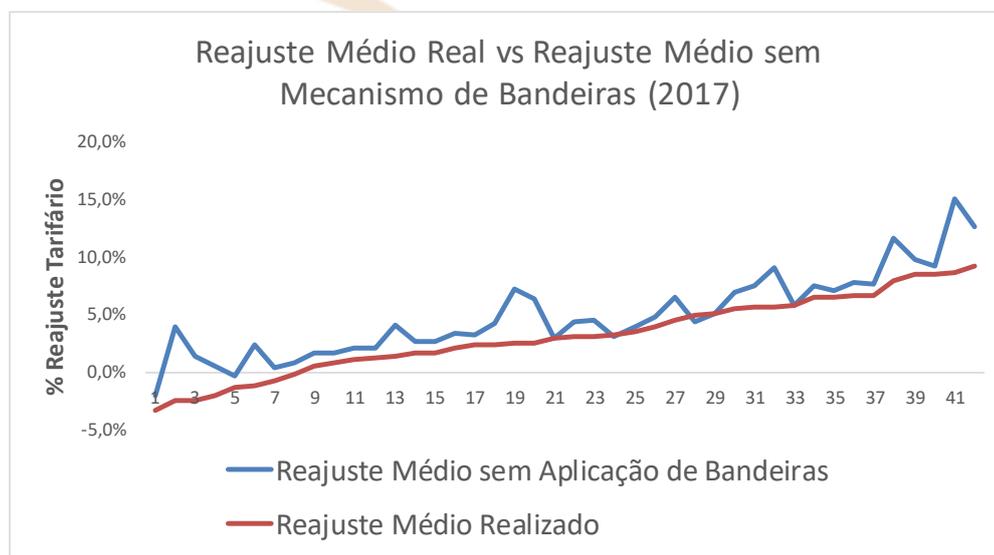


Figura 2- Reajuste médio e impacto das bandeiras

Percebe-se que na análise individual, assim como nas análises de média, o reajuste real das tarifas foi amenizado pela aplicação das bandeiras tarifárias.

6. Conclusão

Pelo exposto entende-se que o mecanismo de aplicação de bandeiras tarifárias efetivamente amenizou os índices de reajustes tarifários. A estabilidade promovida pelas bandeiras tarifárias foi maior do que as componentes financeiras do reajuste, para os períodos analisados, esta conclusão pode ser bem observada na Tabela 12-Impacto médio das bandeiras tarifárias

nos reajustes tarifários em que o reajuste evitado foi de 5,53 p.p. enquanto que o componente financeiro foi de 2,11 p.p.