

XIII SEPOPE
18 a 21 de Maio 2014
May – 18th to 21st – 2014
FOZ DO IGUAÇU (PR) -
BRASIL

XII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA

XII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING

Análise do Impacto da Resposta da Demanda aos Sinais Econômicos das Bandeiras Tarifárias na Operação Eletro-Energética de Longo Prazo do SIN com Aversão a Risco

Ricardo Perez

PSR

Gabriel Clemente

PSR

Paula Valenzuela

PSR

Priscila Lino

PSR

RESUMO

A Agência Nacional de Energia Elétrica pôs em discussão na Audiência Pública nº 120/2010 (AP 120/2010), uma proposta de revisão da estrutura tarifária das distribuidoras. Dentre as sugestões apresentadas, figura a substituição do sinal sazonal da Tarifa de Energia por uma sinalização mensal baseada no preço de curto prazo, representada pela figura das Bandeiras Tarifárias.

Mais recentemente, o Ministério de Minas e Energia, através da Resolução CNPE nº 03/2013 (CNPE 03), estabeleceu diretrizes para a incorporação de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço.

No passado, o processo de decisão do ONS procurava acionar as térmicas que, em média, garantiriam o menor custo esperado de operação e não atendimento a déficits de energia. Neste processo decisório, conhecido como neutro ao risco, admite-se a ocorrência de déficits ocasionais em favor de uma solução com menor custo total.

Diversos trabalhos buscaram a incorporação da aversão ao risco no planejamento da operação, através da consideração de medidas de risco capazes de capturar eventos de baixa probabilidade de ocorrência. A abordagem que está em vigor no Brasil considera a alteração da função objetivo do problema para a minimização de uma combinação convexa entre o valor esperado e o CVaR associados ao custo total de operação.

O objetivo deste trabalho consiste, portanto, na análise dos impactos das Bandeiras Tarifárias sobre a operação do SIN contemplando esta nova metodologia de aversão ao risco no despacho hidrotérmico estocástico.

Para tal, são realizadas duas simulações usando o Planejamento Mensal da Operação disponibilizado pelo ONS: na primeira, a demanda de todos os submercados será totalmente inelástica; e na segunda, a demanda será segregada setorialmente seguindo curvas assumidas de elasticidade preço-consumo.

Os resultados das simulações propostas permitirão as seguintes análises quantitativas para mensurar os impactos da implementação das Bandeiras no SIN: (i) resposta da demanda elástica aos sinais de preço; (ii) alterações no CMO de cada submercado; (iii) impacto no custo operativo total do sistema; e por fim, (iv) cálculo da probabilidade de acionamento das Bandeiras Tarifárias.

PALAVRAS-CHAVE

Bandeiras Tarifárias, Resposta da Demanda, Aversão ao Risco, *Conditional Value-at-Risk (CVaR)*.

1. Introdução

No âmbito da AP 120/2010, através da Nota Técnica nº 363 de 2010 [1], a ANEEL argumenta que, dada a mudança nas características da contratação de energia pelas distribuidoras, atualmente as Tarifas de Energia (TE) também estão vinculadas ao caráter variável de dois tipos de custos com os quais as distribuidoras arcam mensalmente, embora a regulamentação atual só permita que as tarifas pagas pelo consumidor variem uma vez ao ano: (i) O primeiro abrange os custos resultantes do ressarcimento dos custos operativos das termelétricas contratadas por disponibilidade quando acionadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) como parte da otimização operativa, ou a compra de energia no mercado de curto prazo quando elas não são acionadas; (ii) O segundo abrange os custos operativos das termelétricas também acionadas pelo ONS, porém devido a razões de segurança energética – neste caso, os custos são transferidos ao Encargo de Serviços do Sistema (ESS_{SE}) e rateados entre todos os consumidores, sejam eles regulados ou livres.

Ainda que a ANEEL tenha buscado resolver o problema do “descasamento” entre tarifas fixas e despesas variáveis, incorporando às tarifas das distribuidoras, a cada reajuste tarifário, uma previsão destes custos variáveis para os 12 meses subsequentes. Ações operativas do ONS suplementares às previstas pelo despacho econômico e aos procedimentos de segurança energética, levaram a discrepâncias significativas entre os custos previstos e os realizados, incorporadas no reajuste/revisão seguinte às tarifas¹. Ademais, a ausência de uma sinalização “a tempo” de que a oferta de energia para atender a demanda está ocorrendo com maiores custos de geração (acionamento das térmicas), impede que o consumidor gerencie o seu consumo de modo a otimizar os recursos energéticos do país.

Os fatos supracitados levaram a ANEEL a propor, e subsequentemente aprovar no âmbito da AP 120/10, a substituição do sinal sazonal pré-fixado da TE (relação de 12%), por uma sinalização variável mês a mês denominada Bandeira Tarifária (Bandeira), que consistirá em um incremento nas TE, cujo valor dependerá da Bandeira acionada pelo ONS, após decisão na reunião do Programa Mensal de Operação (PMO). Essa sinalização mensal será baseada na soma do Custo Marginal de Operação (CMO), em R\$/MWh, como um *proxy* do acionamento das térmicas pela otimização operativa (primeira parcela dos custos variáveis vistos acima) e do ESS unitário (em R\$/MWh) associado à segurança do sistema (ESS_{SE}), que representaria a segunda parcela.

Mais recentemente, em função da nova metodologia para internalização de mecanismos de aversão ao risco no cálculo da política operativa prevista na CNPE nº 03/2013, o valor esperado do PLD futuro aumentou, impactando diretamente os custos dos contratos por disponibilidade. Simulações preliminares feitas pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico mostram que a adoção do novo modelo de formação de preços resultou em acréscimo de R\$ 50/MWh a R\$ 150/MWh no CMO, em comparação aos valores obtidos com o antigo modelo da Curva de Aversão a Risco (CAR). Uma análise dos possíveis efeitos e impactos que as bandeiras podem causar na operação eletro-energética do SIN com base na antiga metodologia da CAR pode ser encontrada em [2].

Dado o exposto, foi aberta a segunda fase da Audiência Pública nº 104/2012 para aprimorar os aspectos regulatórios referentes à aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias em função da publicação da CNPE 03. Levando em consideração o impacto supracitado da metodologia contemplando aversão ao risco, foi feita uma proposta de revisão das faixas de acionamento das Bandeiras Tarifárias, as quais passaram de R\$ 100/MWh para R\$ 200/MWh, com adicional de R\$ 15/MWh para a tarifa, no caso da bandeira amarela, e de R\$ 200/MWh para R\$ 350/MWh, mantido o adicional de R\$ 30/MWh para a vermelha.

Sendo assim, a tabela abaixo apresenta as três categorias de Bandeiras e seus respectivos intervalos de acionamento, contemplando as propostas original e atual.

¹ As discrepâncias foram tão elevadas no início de 2013 que foi proposto pela ANEEL através do Decreto 7.945/2013 o uso da Conta de Desenvolvimento Energético para a cobertura de componentes financeiros relacionados ao pagamento do ESS, sempre que o efeito médio do reajuste de tarifas para o consumidor das distribuidoras for superior a 3%.

Tabela 1 – Bandeiras tarifárias e intervalos de acionamento

Bandeira Tarifária	Intervalos Originais {CMO + ESS _{SE} } (R\$/MWh)	Novos Intervalos {CMO} (R\$/MWh)	Sinal Econômico na TE (R\$/MWh)
Verde	< 100	< 200	-
Amarela	≥ 100 e < 200	≥ 200 e < 350	15
Vermelha	≥ 200	≥ 350	30

As Bandeiras Tarifárias incidirão sobre a TE de todos os consumidores cativos do Sistema Interligado Nacional (SIN) e foram implantadas em caráter experimental no ano de 2013 para que fosse possível o acompanhamento e aprimoramento das mesmas, para que a partir de 2014 o mecanismo passasse a ter aplicação efetiva. No entanto, motivada pela necessidade de aperfeiçoamento de regras relacionadas ao tema, em discussão na Audiência Pública nº 126/2013 (AP 126/2013), a ANEEL decidiu prorrogar até o final de 2014 a aplicação em caráter experimental, postergando a aplicação efetiva para 2015.

Assim, o objetivo desse estudo é analisar as medidas propostas pela ANEEL dentro do escopo das Bandeiras Tarifárias e já adiantar alguns possíveis impactos na operação eletro-energética do SIN.

Esse estudo está estruturado, deste tópico em diante, da seguinte forma: a seção 2 apresenta a incorporação da aversão ao risco no cálculo da política operativa; a seção 3 apresenta a descrição das premissas e o detalhamento da simulação da operação eletro-energética de longo prazo do SIN; a seção 4 traz os principais resultados da simulação descrita na seção 3. Por fim, na seção 5 serão apresentadas as principais conclusões e sugestões.

2. Incorporação da Aversão ao Risco no Cálculo da Política Operativa

A Resolução CNPE nº 03/2013 determinou que fossem incorporados ao modelo computacional de cálculo da política operativa (e formação de preços) procedimentos que representem a aversão ao risco. O objetivo básico desta mudança metodológica é fazer com que a geração de segurança seja determinada pela política ótima, e não de forma suplementar conforme é realizado atualmente através do ESS_{SE}, fazendo com que o montante de geração suplementar seja muito reduzido, ou até mesmo anulado.

Tradicionalmente, a política operativa ótima é aquela que leva ao menor custo esperado para o consumidor. Esta mudança metodológica propõe escolher como decisão ótima a que minimiza a soma ponderada do valor esperado e de um valor extremo (associado à “cauda” da distribuição) dos custos operativos, com o objetivo de dar maior peso aos cenários de vazão desfavoráveis no processo de tomada de decisão. Para tal, foi proposta a modificação da função objetivo do problema de planejamento da operação de modo a minimizar uma combinação convexa do valor esperado e do *CVaR* (*Conditional Value at Risk*) do custo operativo, conforme mostra a equação explicitada abaixo:

$$\text{Min } (1 - \lambda) * E(CO) + \lambda * CVaR_{\alpha}(CO)$$

Onde:

- λ é o “fator de aversão a risco” definido pelo operador e representa o peso relativo entre a média e o valor extremo na função objetivo;
- $E(CO)$ é o valor esperado dos custos de operação (CO);
- $CVaR_{\alpha}(CO)$ é a média dos $\alpha\%$ piores custos de operação, onde α é o “nível de confiabilidade”, um parâmetro também definido pelo operador.

Com o intuito de ilustrar o conceito do *CVaR*, a figura abaixo apresenta um exemplo de função densidade de probabilidade dos custos operativos:

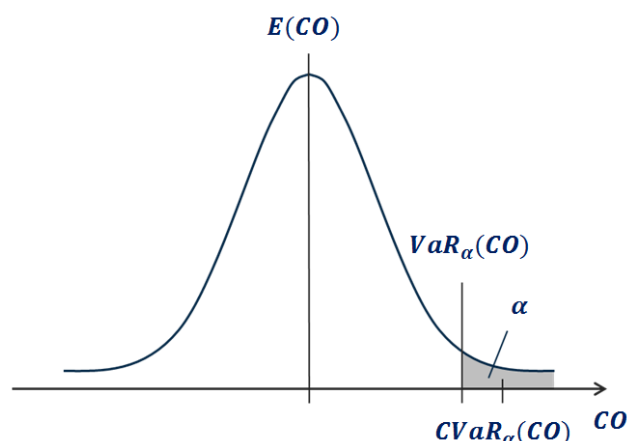


FIGURA 1 – Função densidade de probabilidade dos custos operativos

Com base nesta figura, observa-se que o VaR (*Value at Risk*) é o custo operativo associado ao quantil α e o $CVaR_\alpha$ é a média dos valores piores ou iguais ao VaR . A partir da função objetivo, observa-se que quanto maior for o fator de aversão a risco λ , maior será o peso associado aos cenários desfavoráveis e, por consequência, maior será o despacho térmico preventivo. Ao elevar os níveis de geração térmica, esta abordagem permite elevar a segurança de suprimento e representar indiretamente o critério de segurança de suprimento.

O fato da política calculada com esta metodologia, conhecida como CVaR-custo, dar mais peso aos cenários de vazões mais severos parece interessante pois esta é uma maneira bastante intuitiva de representar a aversão ao risco. No entanto, há discussões acerca da dificuldade da interpretação dos resultados, pois não está claro o que se está otimizando, e sobre o processo de convergência do algoritmo [3]. Outra dificuldade associada a esta metodologia é que os parâmetros λ e α estão relacionados com o custo operativo, não com riscos. Isto significa que é necessário calibrar estes parâmetros até encontrar uma política operativa que seja considerada adequada, sob o ponto de vista da aversão ao risco [3]. Os parâmetros escolhidos pelo governo são: $\lambda = 0,25$ e $\alpha = 50\%$ [4]. Mais detalhes sobre a incorporação da aversão ao risco na política operativa com base na metodologia CVaR-custo podem ser encontrados em [4],[5].

Além da CVaR-custo, há outras abordagens de aversão ao risco que poderiam ter sido aplicadas: (i) adicionar um “prêmio de risco” ao custo econômico do déficit – conhecida como CVaR-déficit [6]; (ii) uso de uma reserva energética de segurança que evite a ocorrência de déficits caso ocorra um cenário desfavorável – conhecida como Superfície de Aversão a Risco (SAR) [7]. Efeitos, semelhanças e diferenças entre estas metodologias podem ser encontradas nas referências [3] e [8].

3. Simulações Detalhadas da Operação Eletro-Energética de Longo Prazo do SIN

Os possíveis efeitos e impactos que as Bandeiras Tarifárias causarão ao SIN podem ser mensurados através de simulações detalhadas da operação eletro-energética de longo prazo do SIN, que levem em conta os sinais econômicos de curto prazo das Bandeiras, bem como uma possível resposta dos consumidores a esses sinais, o que acabará por afetar o despacho hidrotérmico do sistema elétrico brasileiro e, por consequência, os parâmetros utilizados para o próprio acionamento das Bandeiras (CMO e ESS_{SE}).

A modelagem do comportamento dos consumidores de energia elétrica frente aos sinais de preço deve levar em conta fatores como hábitos, tipos de carga e perfis de consumo, mas principalmente deve considerar que a sensibilidade do consumo frente a uma variação de preço varia de acordo com o setor econômico onde atua o consumidor. Ou seja, cada setor econômico possui uma elasticidade preço-consumo.

3.1. Setorização

Como as Bandeiras serão aplicadas a todos os consumidores regulados do SIN, o primeiro passo é a segregação da demanda de cada submercado nos diversos setores econômicos, os elásticos ao preço (residencial, comercial e industrial) e por fim, o inelástico (demais setores e consumidores livres). Para tal, é necessário saber *a priori*, as porcentagens de consumidores livres, cativos, e de baixa-renda para posteriormente segregar o mercado cativo sem os consumidores de baixa-renda nos setores supracitados. Todos esses percentuais necessários foram calculados com base nos dados de mercado que estão disponíveis em [9] e [10]. Os resultados são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 2 – Percentuais finais para segregação da demanda Brasil em elástica e inelástica

Sistema	% de participação no consumo de cada submercado					
	Parcela Inelástica			Parcela Elástica		
	Consumidor Livre	Baixa Renda	Outros	Residencial	Comercial	Industrial
Norte	42,13%	10,58%	11,60%	14,89%	12,85%	12,40%
Nordeste	19,48%	14,97%	19,26%	19,91%	16,55%	12,75%
Sul	20,76%	3,27%	14,30%	21,66%	17,27%	23,42%
Sudeste/Centro-Oeste	26,23%	3,15%	12,71%	33,20%	16,83%	8,70%

3.2. Elasticidade – Preço x Demanda

Uma vez separadas quais frações da demanda de cada submercado serão elásticas aos sinais de preço, resta modelar como estas parcelas respondem a essas variações. A medida que indica a sensibilidade da variação da demanda face apenas à variações no preço do produto ofertado é a elasticidade-preço da demanda. De maneira simplificada, a elasticidade-preço da demanda pode ser expressa como:

$$\varepsilon_{Q,P} = \frac{\partial Q / Q}{\partial P / P} = \frac{\partial Q}{\partial P} \cdot \frac{P}{Q}$$

Onde, Q é a quantidade demandada e P é o preço do bem. O termo $\partial Q / \partial P$ indica que uma variação infinitesimal do preço implica em uma variação infinitesimal da demanda pelo bem em análise. O sinal dessa derivada é negativo, uma vez que preço e demanda variam em sentidos inversos: ou seja, um aumento no preço do bem provocará uma redução na quantidade demandada e vice-versa.

Para modelar as demandas de acordo com o que foi desenvolvido até o momento neste estudo, é necessário ter a mão as elasticidades-preço da demanda das três classes de consumo consideradas elásticas a preço: residencial, comercial e industrial. Das fontes consultadas, buscou-se aquelas onde o perfil das análises realizadas se assemelhava mais ao formato proposto por este estudo. Assim, embora tenham sido encontrados cinco trabalhos tratando sobre a estimação da elasticidade-preço da demanda no Brasil, foram eliminados aqueles² onde a abordagem se restringia a apenas uma região geográfica, ou a uma classe de consumo, e deu-se preferência aos estudos que tivessem a mesma resolução quanto

² i) SOUZA, Z.F., A importância da reação da demanda na formação dos preços de curto prazo em mercados de energia elétrica; ii) MODIANO, E.M., Elasticidade renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil; iii) ANDRADE, T.A., Elasticidade renda e preços da demanda residencial de energia elétrica no Brasil; e iv) SANTOS, P.E, LOBÃO, W., Tarifa de distribuição para unidades consumidoras e micro-geradores considerando a elasticidade-preço das cargas.

às classes de estudo consideradas elásticas (residencial, industrial e comercial) e que considerassem uma maior quantidade de dados históricos para a estimação, a fim de suavizar o efeito que movimentos da economia venham a ter sobre o consumo de energia. O estudo selecionado [11] calculou as elasticidades preço e renda da demanda, visando estimar o consumo de energia das classes residencial, industrial e comercial no horizonte de 2000 à 2005. O cálculo das elasticidades-preço da demanda usou dados anuais de 1969 à 1999 para as tarifas e o consumo de cada classe. A tabela a seguir resume os resultados encontrados.

Tabela 3 – Elasticidades-preço da demanda

Classe de consumo	Elasticidades-preço da demanda
Residencial	-0.146
Industrial	-0.545
Comercial	-0.174

Pode-se interpretar os dados da tabela acima da seguinte maneira: cada aumento percentual na tarifa de fornecimento de energia elétrica, por exemplo, da classe residencial, leva a uma redução de 0.146% do consumo desta classe. Nesse sentido, vemos que a classe que é mais sensível a sinais de preço é a industrial, cuja resposta a uma variação percentual da tarifa de fornecimento é cerca de 4 vezes maior que a observada na classe residencial.

3.3. Modelagem das Curvas de Elasticidade Preço-Consumo

Levando-se em conta a setorização da demanda presente na seção 3.1 e as respectivas elasticidades presentes na seção 3.2, a demanda de cada submercado será dividida em: residencial, comercial, industrial e outros. A parcela de demanda intitulada “outros” será inelástica, ou seja, não muda seu comportamento de consumo mesmo com variações nos preços cobrados, como mostra a Figura 2 explicitada abaixo.

Já para a modelagem da demanda elástica, deve-se ter em mente de que a Bandeira Amarela será acionada a partir do momento em que a soma do CMO com o ESS_{SE} atingir o patamar de 100 R\$/MWh, conforme definido na proposta original e 200 R\$/MWh, de acordo com a nova proposta. Enquanto isso não ocorrer, não haverá uma resposta dos consumidores no sentido de reduzir o seu consumo, logo, a curva de resposta deve considerar 100% da demanda.

Considerando o intervalo proposto originalmente, a partir do momento em que a soma do CMO com o ESS_{SE} suplantam os 100 R\$/MWh a demanda será reduzida de x%, onde esse percentual será definido pelas elasticidades selecionadas. No entanto, quando a soma do CMO com o ESS_{SE} atingir o valor de 200 R\$/MWh o sinal econômico imposto nas tarifas dos consumidores será ainda maior devido ao acionamento da Bandeira Vermelha, o que forçará a demanda elástica a reduzir ainda mais o seu consumo. Logo, a partir desse patamar, a demanda será reduzida em y%, valor este que também será em função das elasticidades. Por fim, deve-se ressaltar que como não há outro incremento de preço uma vez que a Bandeira Vermelha já tenha sido acionada, a demanda deixa de ser sensível ao preço e devido a este fato, este segmento é inelástico. O raciocínio a ser considerado para a nova proposta de intervalo é análogo. Portanto, a curva de resposta da demanda ao preço de acordo com as Bandeiras Tarifárias apresentada na Figura 2, contempla os dois casos, e é composta de três segmentos, onde o primeiro é inelástico e os demais são elásticos.

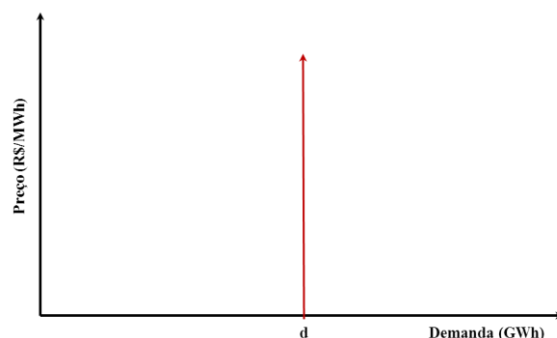


FIGURA 2 – Demanda inelástica

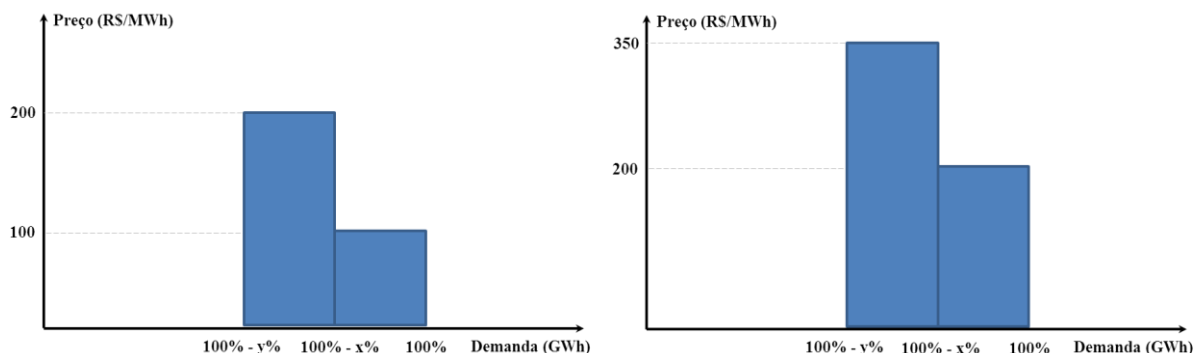


FIGURA 3 – a) Demanda elástica (intervalo original) e b) Demanda elástica (novo intervalo)

Para encontrar o percentual de redução da demanda dado o acionamento das Bandeiras Amarela e Vermelha ($x\%$ e $y\%$, respectivamente) é preciso saber o quanto representam em termos percentuais os incrementos de 15 R\$/MWh e 30 R\$/MWh na tarifa de fornecimento efetivamente cobrada dos consumidores. Para isso, é preciso saber a tarifa cobrada sem a aplicação das Bandeiras de cada segmento de consumo elástico de cada um dos submercados. Foram utilizadas as tarifas médias de fornecimento com impostos³ dos submercados. As tabelas a seguir mostram o impacto percentual para o consumidor devido ao acionamento das Bandeiras e, em conjunto com as elasticidades-preço selecionadas, a resposta da demanda a esse mecanismo.

3.4. Simulações Operativas

Dados os detalhes das premissas adotadas neste trabalho, foram realizadas três simulações. A primeira, a qual será denominada doravante de Caso 1, representa o Programa Mensal da Operação (PMO) disponibilizado pelo ONS para dezembro de 2013 com horizonte até o final de 2017⁴. Nesta, a demanda de todos os submercados será totalmente inelástica, ou seja, não se altera com relação a uma variação de preço. Já na segunda simulação, denominada de Caso 2, as demandas serão segregadas setorialmente com suas respectivas curvas elasticidade preço-consumo definidas na seção 3.3 e serão utilizados os intervalos originais de acionamento das bandeiras presentes na Tabela 1. Por último, a terceira simulação (Caso 3) é análoga à segunda, porém utiliza os novos intervalos de acionamento das bandeiras também presentes na Tabela 1. Estas simulações foram executadas no modelo de simulação da operação eletro-energética chamado SDDP⁵.

O procedimento de simulação parte do cenário de demanda, oferta de geração, e restrições de

³ Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), cuja alíquota média considerada é de 5,5%, e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cuja alíquota média considerada é de 30%.

⁴ Em verdade, o PMO de dezembro de 2013 considera um horizonte até o final de 2022 para fins de cálculo da política operativa (ou seja, são considerados cinco anos adicionais após 2017 para evitar a tendência de esvaziamento dos reservatórios ao fim de 2017). Para fins desse estudo, descartou-se também o mês de Dezembro de 2013, trabalhando-se com o horizonte 2014-2017.

⁵ SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) é um modelo de despacho hidrotérmico desenvolvido pela PSR Consultoria, que utiliza a metodologia chamada Programação Dinâmica Dual Estocástica para calcular a política operativa estocástica de mínimo custo de um sistema hidrotérmico considerando detalhes operativos das usinas e dos sistemas de transmissão, bem como restrições de suprimento de gás natural e a incerteza hidrológica.

transporte de energia entre regiões do PMO do ONS, calcula a política operativa estocástica, e simula a operação do sistema para um conjunto de 1200 cenários hidrológicos. Apenas na etapa de simulação a resposta da demanda a preço foi inserida. Optou-se por não representá-la na etapa de cálculo da política, uma vez que a maneira como a demanda reagirá às variações de preço só é conhecida *a posteriori*.

Com base na política operativa calculada conforme o procedimento supracitado, duas simulações são realizadas para cada caso: (i) a primeira é a chamada simulação física, onde calcula-se a política operativa do sistema para se obter a Função de Custo Futuro (FCF) e as trajetórias de armazenamento do sistema; (ii) a segunda é a chamada simulação comercial, onde com base na FCF e na trajetória de armazenamento do item anterior, simula-se a operação do sistema e obtém-se os valores de PLD.

4. Resultados

1.1 Resposta da demanda elástica aos sinais de preço

Considerando as curvas de resposta da demanda apresentadas na seção 3.3, a redução média esperada da demanda total do SIN com a implementação das Bandeiras Tarifárias varia entre 1000 MW médios e 650 MW médios para o Caso 2, o que equivale a 1.6% e 0.9% da demanda do SIN. Já para o Caso 3 varia, em média, entre 600 MW médios e 319 MW médios, equivalente a 0.9% e 0.4% da demanda.

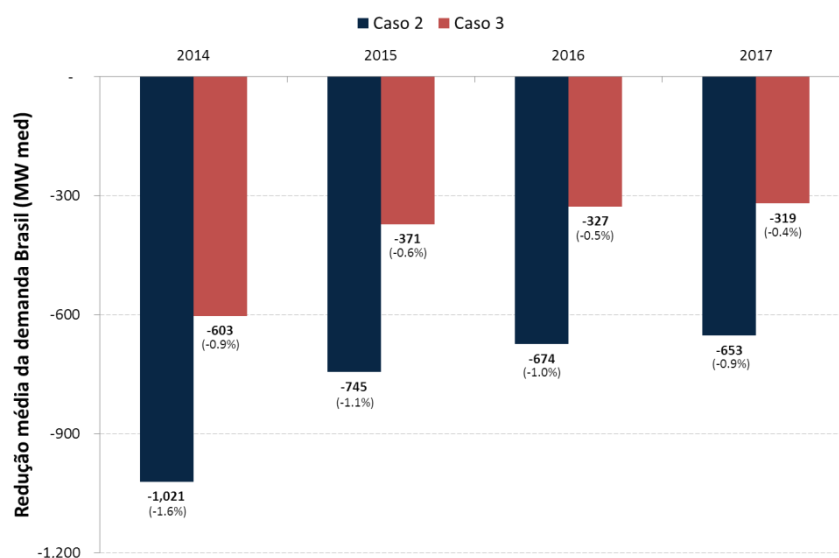


FIGURA 4 – Redução média da demanda Brasil

Além da redução média da demanda, as curvas de probabilidade acumulada de redução também trazem informações valiosas, pois estas relacionam magnitude de redução e a de probabilidade de haver redução maior ou igual a este valor. Estas curvas são apresentadas nas figuras abaixo. Pode-se observar que existem cenários com baixa probabilidade de ocorrência que apresentam uma redução mais acentuada. Tanto para o Caso 2 como para o Caso 3, a redução pode alcançar até 2.5%. Ademais, para mensurar de forma mais direta o impacto da alteração dos intervalos de acionamento na redução da demanda, é possível observar que no ano de 2014 existe uma probabilidade de 55% de haver uma redução de pelo menos 1.6% no Caso 2 e 0.6% no Caso 3. Tal fato comprova que embora não tenha havido uma mudança no limite superior da redução da demanda, o perfil das curvas foi afetado, sendo a redução de demanda no Caso 2, em geral mais severa.

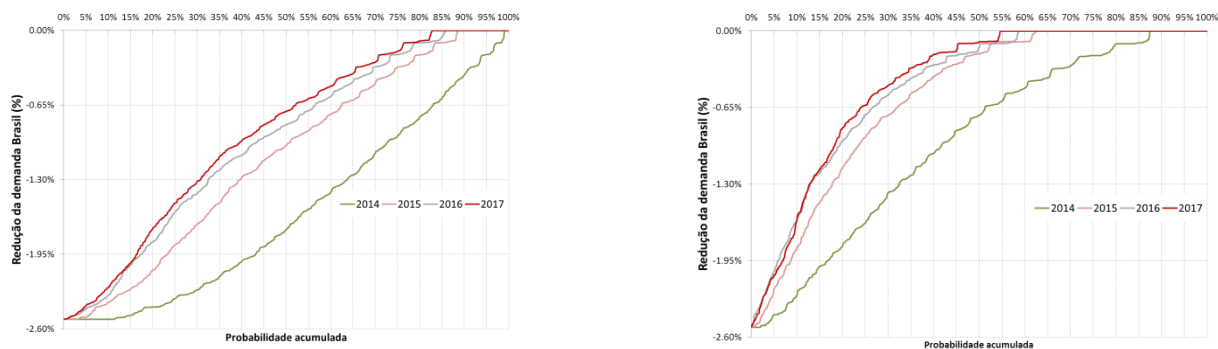


FIGURA 5 – Probabilidade acumulada da redução da demanda do SIN a) Caso 2 e b) Caso 3

1.2 Preço de Liquidação das Diferenças

Em prol da concisão, será apresentado apenas o PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste, por ser o mais representativo dentre eles. Diante das evidências de que a resposta da demanda às Bandeiras Tarifárias auxilia na redução da geração térmica e no aumento do nível dos reservatórios, também se espera que estes fatores impactem o CMO e o PLD. Nos gráficos seguintes pode-se observar que os valores médios por ano do PLD são menores nos casos elásticos quando comparados com os do caso inelástico. Adicionalmente, é possível deduzir que a alteração do intervalo de acionamento das Bandeiras Tarifárias foi uma decisão acertada. A Figura 6 – a, apresenta o comparativo entre o caso inelástico e elástico do Caso 2, evidenciando um descolamento tamanho entre os PLDs. Por sua vez, a Figura 6 – b apresenta o comparativo do Caso 3, onde é possível observar uma coerência entre os PLDs do caso inelástico e elástico, eliminando a grande discrepância observada no Caso 2.

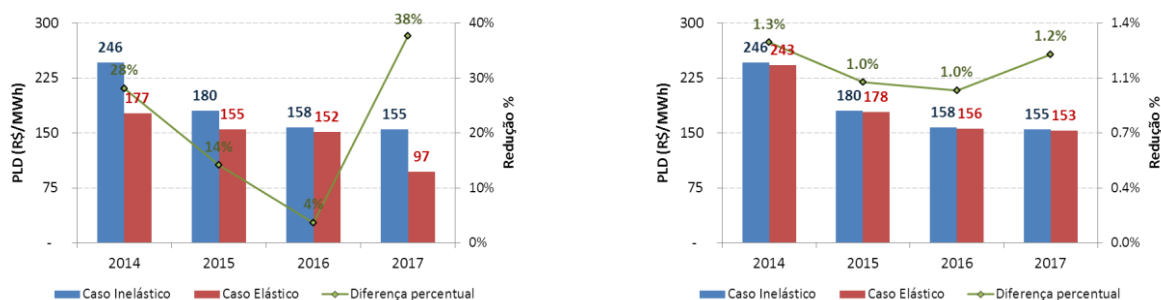


FIGURA 6 – PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste a) Caso 2 e b) Caso 3

1.3 Impacto no custo operativo total do sistema

A redução da demanda acaba provocando reflexos no despacho hidrotérmico do sistema elétrico brasileiro aumentando o nível dos reservatórios ao final de cada mês, e, por consequência, reduzindo a necessidade de despacho de termelétricas para o atendimento da demanda, que por sua vez, promove uma redução no Custo Operativo.

Como é possível observar na figura abaixo, o Caso 3 apresenta a maior redução no Custo Operativo, se comparado com o Caso 2. Em seções anteriores, o Caso 3 também apresentou resultados mais coerentes, o que comprova que a alteração no intervalo de acionamento das Bandeiras Tarifárias em função da incorporação da aversão a risco na política operativa foi uma decisão acertada. Portanto, a análise comparativa desta seção será feita considerando apenas os Casos 1 e Caso 3. Pode-se observar no gráfico abaixo que entre 2014 e 2017 houve uma redução de 2.1 bilhões no custo operativo (contemplando despacho térmico apenas por ordem de mérito). Adicionalmente, a análise do nível dos reservatórios revela que para o horizonte em estudo houve uma elevação média de 0.1% no nível dos reservatórios do submercado Sudeste/Centro-Oeste, de 0.6% no nível dos reservatórios do submercado Sul, de 0.04% no nível dos reservatórios do submercado Nordeste e de 0.1% no nível dos reservatórios do submercado Norte.

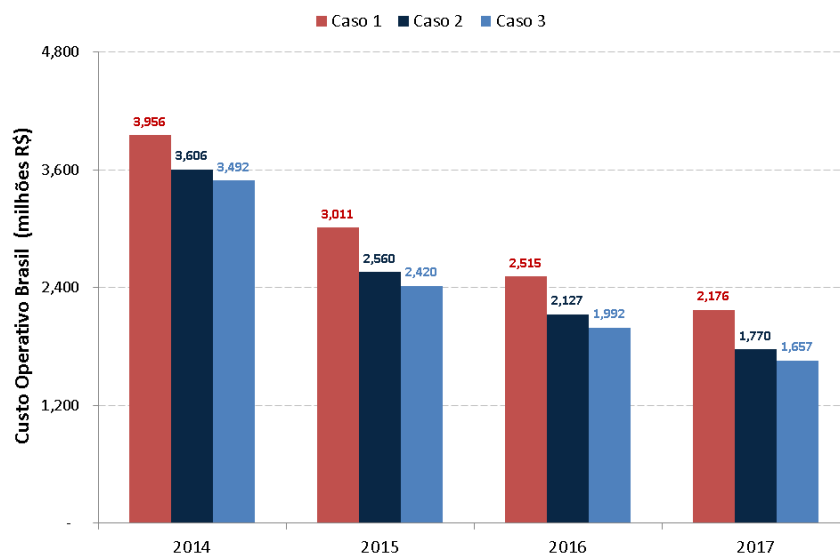


FIGURA 5 – Custo operativo do Brasil (despacho térmico apenas por ordem de mérito)

1.4 Cálculo da probabilidade de acionamento das Bandeiras Tarifárias

Com a redução dos PLDs mensais, são esperadas também alterações no perfil de acionamento das Bandeiras ao longo dos meses. Para exemplificar estas alterações, tomou-se como exemplo o submercado Sudeste/Centro-Oeste e calculou-se a probabilidade de acionamento das Bandeiras Tarifárias de cada um dos casos previamente definidos, conforme mostra a tabela explicitada abaixo.

Tabela 6 – Probabilidade de acionamento das Bandeiras Tarifárias em cada Caso

Bandeira Amarela	2014	2015	2016	2017
Caso 1	0.25	0.27	0.24	0.22
Caso 2	0.27	0.24	0.23	0.22
Caso 3	0.27	0.19	0.17	0.22
Bandeira Vermelha	2014	2015	2016	2017
Caso 1	0.52	0.33	0.29	0.08
Caso 2	0.32	0.28	0.25	0.08
Caso 3	0.24	0.14	0.11	0.08

5. Conclusões

Os resultados da simulação eletro-energética mostraram que a resposta da demanda frente aos sinais econômicos gerados pelas Bandeiras Tarifárias tem de fato impactos positivos sobre a operação do sistema, tais como: permitir a redução de geração térmica (bem como de seus custos associados), melhorar o nível de armazenamento dos reservatórios, além de favorecer a redução no custo operativo total do sistema. Foi visto ainda, que essa otimização da operação do sistema acaba por se refletir nos PLD seguintes, o que por sua vez acaba impactando na própria dinâmica de acionamento das Bandeiras ao longo do tempo.

Por fim, é plausível enfatizar que a inserção da aversão ao risco na política operativa resultou em um aumento do acionamento preventivo de termelétricas e por consequência em PLDs mais altos ao longo do tempo. Tal fato gerou a necessidade de ajuste nos intervalos de acionamento das Bandeiras Tarifárias e os resultados deste trabalho comprovam que os novos intervalos são mais aderentes à nova política operativa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL, Nota Técnica nº 363/2010 – Superintendência de Regulação Econômica (SRE), Brasília, 06 de dezembro de 2010.
- [2] PEREZ, R. C., SILVA, G. H.C., VALENZUELA, P., LINO, P. R., LIMA, D. A., FERREIRA, V. H., Análise do Impacto da Resposta da Demanda aos Sinais Econômicos das Bandeiras Tarifárias na operação eletro-energética de Longo Prazo do Sistema Interligado Nacional, XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, Outubro de 2013.
- [3] PSR, “Tudo o que Você Sempre Quis Saber sobre Risco na Política Operativa – Mas Tinha Aversão a Perguntar”, Energy Report, edição 79, Julho, 2013.
- [4] ANEEL, Nota Técnica nº 049/2013 – Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG), Brasília, 29 de julho de 2013.
- [5] DINIZ, A. L., TCHEOU, M. P., MACIEIRA, M. E. P., Uma Abordagem Direta para Consideração do CVaR no Problema de Planejamento da Operação Hidrotérmica. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro-RJ, maio de 2012.
- [6] COSTA JR, L. C., PEREIRA, M. V., GRANVILLE, S., CAMPODÓNICO, N., FAMPA, M. H. C., Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Aversão ao Risco: Uma Abordagem para Controlar o Risco de Déficit e Limitar a Energia Não Suprida, XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, outubro de 2013.
- [7] PSR, “A Superfície de Aversão ao Risco (SAR)”, Relatório Técnico, 2008.
- [8] PSR, “Resolução CNPE Nº 3: O Preço e a Pressa”, Energy Report, edição 76, Abril de 2013.
- [9] ANEEL, Resolução Homologatória nº 1.666/2013, de 10 de Dezembro de 2013, Brasília, 2013.
- [10] ABRADÉE, Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras Associadas, Abril de 2013.
- [11] SCHIMDT, C. A. J., LIMA, M.A., Estimativas e previsões da demanda por energia elétrica no Brasil, Ministério da Fazenda – Secretaria de Acompanhamento Econômico – Coordenação-Geral de Defesa da Concorrência. Rio de Janeiro, 2002.

DADOS BIOGRÁFICOS

Ricardo Cunha Perez é mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e atua em estudos de geração e transmissão na PSR.

Gabriel Clemente é mestrando em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ e atua em estudos tarifários na PSR.

Paula Valenzuela é mestre em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ e trabalha na PSR na área de estudos regulatórios, projeções de tarifas e avaliação econômico-financeira de ativos de geração, transmissão e distribuição.

Priscila Lino é diretora técnica na PSR e vem coordenando estudos técnicos de avaliação econômico-financeira de ativos de geração, distribuição e transmissão, estudos regulatórios, bioeletricidade e projeção de tarifas.