

A UTILIZAÇÃO DO CONCEITO DE PICO COINCIDENTE PARA POTENCIALIZAR A RESPOSTA DA DEMANDA NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO

Fabiano Fuga¹
Dorel Soares Ramos¹

¹*Universidade de São Paulo*

DOI: 10.47168/rbe.v28i2.660

RESUMO

A Resposta da Demanda, mecanismo pouco utilizado no Brasil, pode oferecer muitas vantagens ao sistema elétrico, como por exemplo, o aumento de sua competitividade e a melhoria da confiabilidade no fornecimento da energia elétrica por meio da participação ativa do consumidor de energia. Este trabalho apresenta uma proposta de utilização do conceito de pico coincidente na tarifa de transmissão, permitindo que os consumidores possam contribuir com o aumento da segurança energética e ainda evitar a elevação de custos de operação do sistema. O trabalho tem como referência programas de resposta pela demanda adotados em diversos mercados internacionais, observando a forma de remuneração pelos serviços prestados ao sistema elétrico, bem como a motivação do operador do sistema em oferecer oportunidades, permitindo que a participação dos consumidores contribua com a redução da demanda de ponta resultando, seguramente, em benefícios para o atendimento do sistema como um todo e para os participantes destes programas.

Palavras-chave: Resposta da Demanda; Regulação; Sistema de Transmissão; Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão; Confiabilidade.

ABSTRACT

Demand Response, a mechanism not widely used in Brazil, can offer many advantages to the electric system, such as increasing its competitiveness and improving the reliability of the electric energy supply through the active participation of the energy consumer. This article presents a proposal for using the coincident peak concept in the transmission tariff, allowing consumers to contribute to the increase in energy security and to avoid the increase in system operation costs.

The work is based on demand response programs adopted in various international markets, focusing on transmission tariffs, and observing the form of remuneration for services provided to the electricity system. In the regions where system operators provide opportunities for consumers to contribute to the reduction of demand at peak hours, the benefits for the reliability of the system as a whole and for the participants of these programs can be verified.

Keywords: Demand Response, Regulation, Transmission System, Transmission Tariff, Reliability.

1. INTRODUÇÃO

Os mercados de eletricidade reconhecidos como mais avançados devido sua transparência e competitividade adotam, há algum tempo, variados tipos de programas de Resposta da Demanda (RD), nos quais se identificam soluções viáveis, relativamente simples e com resultados positivos que auxiliam a mitigar os riscos e custos de operação do sistema. A experiência internacional mostra que são inúmeras as possibilidades para proporcionar uma participação mais ativa dos consumidores, e assim permitir que eles possam interagir diretamente com o sistema elétrico onde estão localizadas suas cargas, e desta forma, contribuir para mantê-lo estável, confiável e seguro, a preços competitivos.

No Brasil, cuja extensão das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) supera os 100 mil quilômetros, observa-se que a manutenção de uma operação equilibrada tem se tornado um desafio cada vez maior, pois apesar do país ser conhecido pela predominância de geração hidrelétrica, a entrada das fontes renováveis eólica e solar vem reduzindo a sua participação, resultando em perda da capacidade de regularização do sistema. Dessa forma, os déficits de oferta que, no caso brasileiro, estiveram por muitos anos associados à insuficiência de energia, agora também podem ser associados em alguns momentos à falta de capacidade. Fato que reforça esta afirmação é que, nos últimos anos, o Operador Nacional do Sistema (ONS) tem despachado plantas termelétricas para atender a necessidade de reserva de potência operativa, recorrendo em algumas situações a cortes seletivos de carga para superar restrições de transmissão em horário de ponta.

Do ponto de vista do planejador do sistema, papel que é desempenhado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a RD pode ser uma aliada do planejamento do setor, no que se refere ao enfrentamento dos desafios futuros da operação do sistema elétrico brasileiro, como por exemplo, decorrentes da redução da capacidade

de armazenamento dos reservatórios, dificuldades de atendimento à ponta do sistema durante períodos de escassez hídrica, entre outros.

Internacionalmente, há décadas diversos estudos destacam a importância dos incentivos em programas de RD. O artigo *“The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities”* escrito por Gellings (1985) apresentou o conceito da Gestão pelo Lado da Demanda (GLD), termo este que abrange as ações de Eficiência Energética e Resposta da Demanda. Neste trabalho, Gellings mostra que embora o objetivo de qualquer atividade de GLD seja produzir uma mudança no formato de carga com vistas a aumentar a confiabilidade da rede, e para que o programa obtenha sucesso e o gerenciamento seja bem-sucedido, o objetivo final reside em alcançar o equilíbrio entre o atendimento das necessidades da concessionária e o benefício recebido pelo cliente.

Wolak (2001) afirma que estes programas devem ser suficientemente fortes de forma a permitir que tanto os consumidores quanto os geradores possam alterar o seu comportamento, reduzindo o custo de produção de energia e propiciando o uso mais eficiente da capacidade de geração existente.

A FERC (2010) lançou o *“National Action Plan on Demand Response”* tendo como objetivo identificar a quantidade de recursos de resposta da demanda que poderiam ser desenvolvidos e implementados nos Estados Unidos. Entre os principais requisitos para a implementação de programas de RD destaca-se a necessidade de uma comunicação nacional que inclui ampla divulgação dos programas e suporte aos participantes com informações, disposições regulamentares, modelos de contratos, ferramentas analíticas e outros materiais de apoio para os agentes envolvidos nos programas. O Departamento de Energia dos Estados Unidos (2015), em um estudo considerado futurista para a época, aponta que a flexibilidade operativa e a RD podem cooperar para que a introdução de energias renováveis possa reduzir a necessidade de investimento em infraestrutura.

Entretanto, no âmbito do planejamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), o tema começa a tomar importância mais recentemente, quando a EPE (2019) publicou a Nota Técnica intitulada *“Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético”*, na qual analisa os principais programas de RD já realizados no mundo, focando nos produtos ofertados, e nos principais aspectos a serem considerados sobre o papel da resposta da demanda no planejamento da expansão de médio e longo prazos. Neste estudo, a EPE enfatiza que a consideração da resposta da demanda torna-se uma ferramenta importante para efficientização e evolução do sistema elétrico, conclui que a RD pode ser composta por uma vasta gama de produtos, com potenciais e públicos-alvo próprios. Portanto, nenhuma

opção deve ser desconsiderada pelo SEB, considerando os benefícios sistêmicos dos programas já observados em diversos países a partir de diferentes configurações de oferta e de comportamento dos consumidores.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 – PDE 2030 publicado pela EPE (2021) apresenta pela primeira vez, como opção no cenário de referência, a resposta da demanda por incentivos, concorrendo em igualdade de condições com as outras tecnologias disponíveis. Neste cenário, o potencial da RD foi estimado em 2.400 MW no horizonte decenal. No entanto, o trabalho aponta para um potencial crescimento na participação de consumidores em programas de resposta da demanda que possam competir de forma simples e segura com tecnologias convencionais de geração. O PDE 2030 também traz uma consideração importante em relação a RD versus preços, e que deve ser avaliada nos estudos de planejamento, pois quanto mais o preço da energia representar as condições operativas do sistema, maior será o ganho obtido com essa forma de RD, e portanto, qualquer alteração no perfil do consumo de energia pode alterar a duração, a intensidade e o horário da demanda máxima do sistema, trazendo rebatimentos nas análises de atendimento à ponta do sistema.

Em estudo relacionado ao tema, Muller (2021) publicou o artigo *“Impact of Demand Response on Generation Expansion Planning in the Brazilian Interconnected Power System”*, no qual apresenta uma metodologia que possibilita a participação da RD no planejamento de geração, competindo em igualdade de condições com outros recursos de energia, tais como usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas. Neste estudo, a RD é modelada de forma endógena no modelo de planejamento para um horizonte de 10 anos, e os resultados indicam um impacto considerável sobre a expansão da geração no horizonte de estudo, postergando e evitando a construção de outras usinas. Santos (2021) publicou o seu “Estudo da Representação da Resposta da Demanda na Programação Diária da Operação e seus Impactos na Otimização do Despacho e Custos de Operação”, com a proposta de estudar a RD como um recurso despachável na programação diária da operação realizada pelo ONS. Neste trabalho foram simuladas reduções de demanda representadas por térmicas fictícias no modelo de otimização DESSEM, utilizado no planejamento da operação de curtíssimo prazo. Os resultados obtidos demonstram que houve redução do custo total de operação do sistema, assim como nos custos marginais de operações conectadas.

O MME (2021), buscando implementar mais uma alternativa que contribua para o aumento da garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica do país, promoveu o programa intitulado Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica - RVD para atendimento ao SIN. O programa possibilitou aos consumidores

ofertar reduções planejadas de carga em períodos que variam de quatro a sete horas de acordo com o calendário proposto pelo ONS, em base mensal.

Neste contexto, podemos notar que a RD é um mecanismo que apresenta oportunidades de desenvolvimento no SEB, a partir do desenvolvimento de diferentes tipos de programas, que vão desde o provimento de serviços ancilares através de programas emergenciais, até a resposta a preços, na medida que a integração entre oferta e demanda evolua e aproxime os dois lados da equação, solucionando o suprimento elétrico de maneira cada vez mais eficiente. Este artigo irá tratar do atendimento da demanda de ponta com a introdução do conceito de pico coincidente no SEB, permitindo que os consumidores participem de forma mais ativa contribuindo para atenuar a demanda de pico do sistema, independentemente do posto tarifário em que esta ocorra, o que certamente auxiliará o operador no gerenciamento do sistema aumentando sua confiabilidade de suprimento.

Este trabalho está dividido da seguinte forma: na seção 2 discute-se como os encargos de transmissão são cobrados dos consumidores de grande porte no Brasil, atualmente, e como a boa prática internacional trata estes encargos de forma a permitir uma participação ativa da demanda em relação aos custos de transmissão. Na seção 3 é apresentado o conceito de pico coincidente como uma forma de proporcionar, através das tarifas, a sinalização econômica correta. Desta forma, os consumidores têm a possibilidade de reduzir a sua demanda no horário em que o sistema atinge seu pico de utilização, tendo como intuito reduzir seu custo e aliviar o sistema.

Na seção 4 propõe-se então a introdução do pico coincidente como um fator de ponderação no cálculo das tarifas de transmissão do Brasil, bem como é apresentada a alteração regulatória para que isto seja possível. A seção 5 traz os resultados obtidos através da simulação de alguns casos que procuram demonstrar a sensibilidade dos resultados de acordo com esta proposta.

Nas conclusões e considerações finais dispostas na seção 6 discorre-se sobre a principal contribuição deste trabalho, em que a introdução do pico coincidente permite tarifar a transmissão de uma forma mais dinâmica incentivando os consumidores a responderem adequadamente ao sinal econômico dado na hora em que o sistema elétrico é mais exigido, aliviando o sistema e beneficiando os usuários com menores custos.

2. ENCARGOS DE TRANSMISSÃO

No Brasil, o pagamento do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), conforme Resolução Normativa

ANEEL nº 559 (2013), que determina que as tarifas sejam atualizadas atualizadas anualmente de acordo com os reajustes da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas e vai até 30 de junho do ano subsequente.

O cálculo da TUST é realizado a partir da simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada (i) a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e, (ii) a RAP total a ser arrecadada no ciclo. A parcela principal da TUST refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica (RB), com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, sendo aplicada a todos os seus usuários.

Neste contexto, o ONS possui a prerrogativa de avaliação da contratação do uso do sistema de transmissão a que estão sujeitos os usuários do sistema de transmissão, apurada pelas diferenças entre o Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado e a demanda máxima medida a cada cinco minutos e integralizada por hora, de acordo com o ponto de conexão integrante da RB, de forma a garantir a segurança do sistema.

Por outro lado, a experiência internacional mostra que algumas concessionárias norte-americanas utilizam o conceito do pico coincidente de sua área de concessão para a aferição e faturamento mensal dos encargos de transmissão. Nesta abordagem, os grandes consumidores são faturados mensalmente de acordo com a demanda registrada na hora em que o pico do sistema é atingido, como a *Central Maine Power* (2021), no estado do Maine, na região da Nova Inglaterra, e a *Ameren* (2021), no Meio Oeste, por exemplo.

Já no continente Europeu, podemos citar a *National Grid* (2018) que faz uso da chamada “Tríade” (3CP) para a cobrança do uso da transmissão por grandes consumidores no Reino Unido. Essa sistemática é baseada na média das demandas registradas em todo o sistema nos três maiores picos de 30 minutos de todo o sistema, desde que estes ocorram em intervalos de pelo menos 10 dias no período de novembro a fevereiro de cada ano. Os encargos de transmissão são apurados no mês de março de cada ano, baseados em uma tarifa que varia dependendo da zona geográfica, e que é multiplicada pela média da demanda registrada durante as três meias horas da Tríade. A diferença entre a tarifa faturada e a tarifa calculada tendo como base a Tríade é ajustada através de uma fatura de reconciliação emitida em junho de cada ano.

3. PICO COINCIDENTE

A boa prática internacional indica que há um interesse crescente em manter um melhor alinhamento entre as tarifas de eletricida-

de e o custo de fornecimento de serviços de rede aos clientes, tanto para fornecer um melhor sinal econômico para o uso eficiente da rede, quanto para reduzir subsídios cruzados. Considerando que os custos de rede são significativamente impulsionados pela demanda de pico do sistema, as tarifas que buscam refletir os custos devem incluir um componente que sinalize adequadamente esta necessidade.

Em “*Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges*”, Passey et al. (2017) afirmam que os desafios causados pelo aumento da demanda de pico e diminuição de fatores de carga na rede, somados à chegada de novas tecnologias que permitem aos clientes responder aos preços, têm trazido um interesse crescente por parte dos formuladores de políticas e reguladores no desenvolvimento de tarifas de rede que reflitam melhor os custos de rede. O princípio de que as tarifas devem refletir os custos que os usuários impõem à rede, e que a contribuição de cada carga no momento de pico deve ser considerada como elemento fundamental na tarifa a ser cobrada dos consumidores, incentiva tanto o investimento eficiente na rede como o melhor gerenciamento de suas cargas pelos usuários. O estudo conclui que uma das formas de incentivar a eficiência, permitindo a participação ativa do cliente, é considerar na tarifação uma parcela que corresponda à sua contribuição na ocorrência do pico coincidente do sistema.

Neste contexto, o conceito dos picos coincidentes é utilizado em vários mercados de eletricidade afim de recuperar os custos de capital anualizados de ativos de eletricidade que servem aos consumidores finais, é o que constata Baldick (2018) em “*Incentive properties of coincident peak pricing*”. Em mercados mais avançados nota-se, portanto, que a cobrança dos consumidores finais é proporcional ao uso medido nos momentos de picos gerais do sistema ou nos momentos em que os picos ocorrem em um subsistema particular.

Desta forma, vislumbra-se que novas metodologias de cobrança pelo uso da rede são necessárias para orientar e incentivar os clientes a um uso mais racional, maximizando a eficiência econômica do sistema. Adbelmotteleb et al. (2018), no artigo “*Designing efficient distribution network charges in the context of active customers*”, propõem uma metodologia que garante a recuperação dos custos da rede, promovendo o uso racional da rede, bem como investimentos em redes eficientes. O sistema de cobrança de rede proposto, consiste em dois componentes: (i) um encargo de acordo com o pico coincidente da rede (PCNC - *Peak Coincidence Network Charge*) e; (ii) um encargo fixo, no qual o PCNC é considerado como um encargo prospectivo, pois considera o custo de reforços futuros de rede necessários e atribuídos aos clientes durante os horários de pico de utilização da rede, além dos montantes residuais dos custos da rede necessários para o fechamento do balanço entre receitas e despesas.

O pico coincidente é mais comumente utilizado para proporcionar o sinal econômico correto aos usuários dos ativos de transmissão, e em alguns casos de distribuição, além dos custos de capacidade em mercados mais desenvolvidos. Usualmente em Mercados de Capacidade, os consumidores que conseguirem reduzir sua demanda nos momentos do pico de carga anual têm como benefício uma redução no pagamento do encargo de capacidade do próximo ano, proporcional à sua contribuição para que os picos fossem alcançados.

Como até o momento no Brasil não há um Mercado de Capacidade desenvolvido, apesar dos avanços nas discussões de separação de lastro e energia e no que se refere à tarifa de distribuição, ainda serão necessários maiores avanços na abrangência e evolução do sinal econômico. Na seção seguinte será proposta a aplicação de um programa de Pico Coincidente na Tarifa de Transmissão, como forma de avançar na direção das melhorias do sinal econômico da tarifa, tendo como referência experiências internacionais.

4. PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO DO PICO COINCIDENTE NA TUST

Visando a melhoria no sinal econômico para o uso eficiente da rede de transmissão, propõe-se uma alteração na formulação do cálculo do EUST, que passará a ser ponderado utilizando o conceito do pico coincidente do SIN. A introdução do conceito de pico coincidente proporcionará a intensificação do sinal econômico de acordo com o uso efetivo, além de manter o sinal locacional calculado de acordo com as premissas atuais, fazendo uso do programa Nodal.

A proposta acrescenta um fator de contribuição em base mensal de acordo com a intensidade do uso da rede no momento de pico por parte de cada agente conectado e preserva o valor total da RAP a ser arrecada a cada mês, garantindo o equilíbrio entre receitas e despesas para a manutenção dos custos de rede.

A introdução do pico coincidente no cálculo do EUST requer a seguinte alteração no Artigo da 10 da Resolução Normativa ANEEL nº 559 (2013).

Texto original:

Art. 10 - As TUST do segmento consumo serão estabelecidas a cada ciclo tarifário, nos horários de ponta e fora ponta, com o montante a ser arrecadado rateado de forma proporcional ao total de MUST contratado em cada horário.

Texto proposto:

Art. 10 - As TUST do segmento consumo serão estabelecidas a cada ciclo tarifário, nos horários de ponta e fora ponta e aplicadas mensalmente de acordo com o Pico Coincidente do SIN ocorrido em cada mês do horizonte de cálculo, com o montante a ser arrecadado rateado de forma proporcional ao total de MUST contratado em cada horário.

Em complementação, o Submódulo 15.8 dos Procedimentos de Rede do ONS (2021), que trata da Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão associados à TUST-RB e Interligações Internacionais, também requer uma alteração na formulação do cálculo constante no item 6.5, que trata especificamente da Apuração de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão, a qual será demonstrada na sequência deste racional.

Mediante esta proposta de alteração, o cálculo do EUST na modalidade permanente, relativo ao CUST permanente, $EUST_{PER}$, que atualmente é calculado em base mensal, a partir da multiplicação das TUST, homologadas pela ANEEL, pelo maior valor de demanda de potência elétrica entre o contratado e o verificado por medição, por ponto de conexão e horário de contratação, deverá ser apurado de acordo com o efetivo uso do sistema, na hora em que se registrar o pico mensal do SIN.

Entretanto, ao que se refere os valores de $EUST_{PER}$ associados às distribuidoras e unidades consumidoras conectadas diretamente à Rede Básica, e consumidores e autoprodutores com acesso à Rede Básica, em tensão igual ou superior à 230 kV, por meio de instalações da Distribuidora local, que são calculados por ponto de conexão, nos horários de ponta e fora de ponta pela seguinte equação, não sofrerão alteração, como pode ser observado na Equação 1:

$$EUST_{PER} = (TUST_P \times MUST_{PER P}) + (TUST_{FP} \times MUST_{PER FP}) \quad (1)$$

Sendo:

$EUST_{PER}$: Encargos de Uso do Sistema de transmissão associados aos MUST contratados na modalidade permanente a ser remunerado pelo ponto de conexão.

$MUST_{PER P}$: MUST vigente no mês, no período de ponta, contratado na modalidade permanente e associado ao ponto de conexão.

$MUST_{PER FP}$: MUST vigente no mês, no período fora da ponta, contratado na modalidade permanente e associado ao ponto de conexão.

TUST_P: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica vigente no mês, referente ao horário de ponta associada ao ponto de conexão.

TUSP_{FP}: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica vigente no mês, referente ao horário fora de ponta associada ao ponto de conexão

A proposta de inclusão do conceito do pico coincidente traz consigo uma alteração na formulação do cálculo do EUST que terá duas novas componentes, a primeira visando ponderar a contribuição individual das cargas presentes na RB na hora em que o pico mensal do SIN for atingido, denominada componente EUST_{PC}, e uma segunda componente de rateio, para que seja mantida a arrecadação mensal referente à RAP, que inclui os valores atualmente calculados na modalidade permanente EUST_{PER} relativos ao CUST permanente. Portanto, o EUST proposto será calculado de acordo com a Equação 2:

$$EUST = EUST_{PC} + REP \quad (2)$$

Onde:

EUST_{PC}: Encargo de Uso do Sistema de Transmissão associado à DUST_{PC}, que é a Demanda de Uso do Sistema de Transmissão integralizada da carga quando a demanda do SIN atingiu o seu valor máximo no mês de aplicação.

$$EUST_{PC} = DUST_{PC} \times (TUST_P + TUST_{FP}) \quad (3)$$

REP: Rateio de Encargo Permanente, parcela adicionada a EUST_{PC} de acordo com a participação da carga (k) de cada usuário na hora em que a demanda do SIN atingiu o seu valor máximo no mês de aplicação. Esta parcela tem como objetivo garantir o recolhimento integral do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão na modalidade permanente relativo ao CUST permanente para o número total de usuários (n).

$$REP = FEP \times (\sum_{k=0}^n (EUST_{PER}) - \sum_{k=0}^n (EUST_{PC})) \quad (4)$$

Sendo:

FEP: Fator de Encargo Permanente, referente à participação do EUST_{PER} de cada carga no EUST_{PER} total a ser arrecadado no mês de aplicação, calculado através da seguinte equação:

$$FEP = \frac{EUSTPER}{\sum_{k=0}^n (EUSTPER)} \quad (5)$$

$$FEP = \frac{((TUSTP \times MUSTPER P) + (TUSTFP \times MUSTPER FP))}{\sum_{k=0}^n ((TUSTP \times MUSTPER P) + (TUSTFP \times MUSTPER FP))}$$

Assim sendo, o EUST passaria a ser calculado considerando as contribuições individuais das cargas de acordo com o pico coincidente do sistema da seguinte forma:

$$EUST = \frac{DUSTPC \times (TUSTP + TUSTFP) + (((TUSTP \times MUSTPER P) + (TUSTFP \times MUSTPER FP))}{\sum_{k=0}^n (((TUSTP \times MUSTPER P) + (TUSTFP \times MUSTPER FP)) \times (\sum_{k=0}^n (EUSTPER) - \sum_{k=0}^n (EUSTPC)))}$$

5. RESULTADOS OBTIDOS

Esta seção apresenta os resultados obtidos com o uso da abordagem apresentada, calculando o EUST a ser pago pelos consumidores livres, usuários da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, de acordo com a TUST e a RAP aprovadas para o ciclo 2021/2022, conforme a Resolução Homologatória nº 2.896 (2021).

Com intuito de avaliar o impacto da RD ao pico coincidente, serão simulados três cenários distintos de forma a demonstrar a sensibilidade da proposta em diferentes situações. No Caso 1 será avaliado o impacto de uma forte modulação na hora de pico coincidente por parte de apenas um consumidor, mas tendo este uma tarifa original com valor alto. No caso 2, semelhante ao anterior, também será simulado o impacto de uma modulação intermediária, mas sendo esta a carga de maior porte da amostra. O caso 3 considera modulações de intensidades distintas provenientes de diferentes tipos de cargas visando ilustrar os resultados obtidos para comportamentos distintos em um dado mês.

O gráfico em barras horizontais apresentado na Figura 1 retrata as tarifas ponta e fora ponta originalmente calculadas para o ciclo 2021/2022 para Consumidores Livres, Potencialmente Livres e Auto-produtores, empilhadas horizontalmente de forma a servir de referên-

cia para a análise de sensibilidade que será realizada a seguir, considerando a proposta de aplicação do pico coincidente formulado anteriormente.

Importante ressaltar que, de forma a viabilizar a aplicação da proposta de utilização do pico coincidente como sinal econômico para RD na TUST em base mensal, foram necessários pequenos ajustes para a criação do Caso de Referência. Neste gráfico estão plotadas as tarifas de pico coincidente que agregam a TUST de ponta e fora ponta de acordo com o MUST Permanente contratado por cada carga, que na maioria dos casos tem valores iguais, mas em outros estão modulados de acordo com o MUST contratado na ponta e fora ponta. Neste sentido, a TUST de Pico Coincidente apresenta, em alguns casos, valores diferentes dos encontrados na soma simples da TUST de ponta e fora ponta, que não levam em consideração o MUST Permanente contratado, mas que foram ajustados de forma a garantir que o EUST original de cada carga não seja alterado.

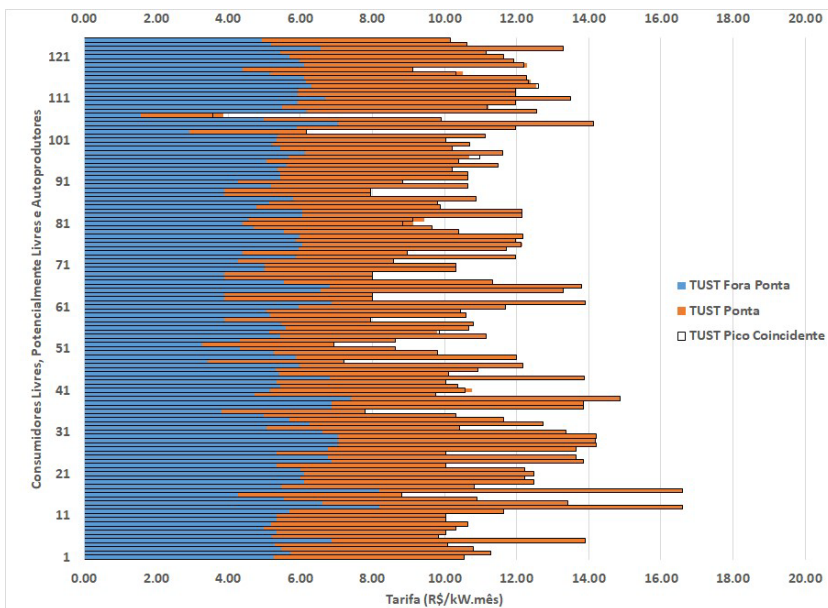


Figura 1 - TUST ciclo 2021/2022 para CLs, PLs e APs fora ponta, ponta e pico coincidente (caso referência)

Diante do exposto, é possível assegurar que caso as cargas demandem a mesma proporção em relação ao MUST Permanente contratado nos horários de ponta e fora ponta na hora em que o pico

coincidente do sistema ocorra, o EUST a ser pago por cada carga será igual ao da situação corrente, ou seja, não há a sinalização econômica em relação ao uso no momento em que o sistema é mais exigido.

Utilizando-se dessas premissas, foram simuladas algumas situações pelas quais pode ser verificado o impacto na tarifa, e por consequência no EUST quando uma determinada carga contribui mais intensamente que as demais para a ocorrência do pico no SIN em um determinado mês.

Na primeira simulação o caso de referência foi alterado, de forma que uma dada carga com tarifa originalmente alta fosse modulada em 90% na hora de pico coincidente do mês de simulação. Este impacto pode ser visto na Figura 2 a seguir:

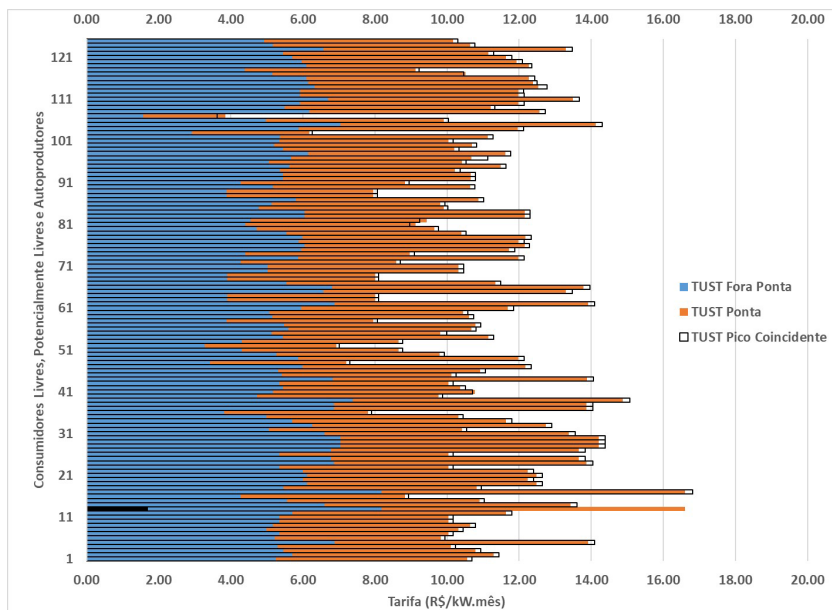


Figura 2 - Caso 1: Impacto da modulação de uma carga com tarifa alta utilizando o conceito da TUST Pico Coincidente

No gráfico do Caso 1 nota-se que a barra destacada em preto apresenta redução na tarifa de uso do sistema de transmissão, uma vez que este usuário modulou seu uso no horário de pico coincidente do SIN. Em contrapartida, os demais usuários que não agiram da mesma forma tiveram um acréscimo em suas tarifas para que fosse possível garantir que o EUST total a ser arrecadado no mês em questão não

sofresse alterações.

Neste caso, o usuário 13 foi o único que reduziu sua carga de 75 MW no caso referência para 7,5 MW, tendo como resultado uma diminuição de 89,9% na TUST pico coincidente que era de R\$ 16,60/kW.mês e foi para R\$ 1,68/kW.mês. Em contrapartida, os demais usuários que nesta simulação não alteraram sua demanda durante o horário de pico coincidente tiveram incremento médio de 1,32% em suas tarifas.

No caso 2 foi simulada a contribuição de uma carga de grande porte que foi modulada em 50% na hora do pico coincidente. A Figura 3 ilustra o resultado para o usuário 12 que modulou sua carga e obteve uma redução na sua tarifa como mostra a barra preenchida em preto. Nesta simulação, o usuário de maior porte, que possui uma carga total de 800 MW no caso de referência, reduziu sua demanda total para 400 MW e obteve uma diminuição de cerca de 47,1% na TUST pico coincidente caindo de R\$ 11,64/kW.mês para R\$ 6,15/kW.mês.

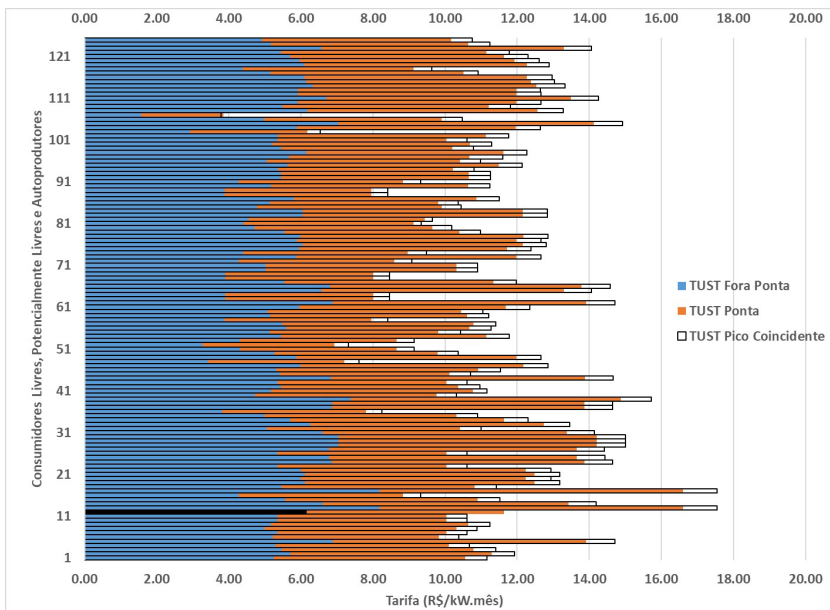


Figura 3 - Caso 2: Impacto da modulação de 50% em uma carga de grande porte utilizando o conceito da TUST Pico Coincidente

No entanto, nesta simulação os demais usuários, que nesta simulação não alteraram sua demanda durante o horário de pico coin-

cidente neste mês, tiveram um aumento médio maior em suas tarifas, que atingiu 5,70%. Observa-se, portanto, que o montante a ser compensado pelos demais usuários é mais alto em comparação ao caso anterior, devido ao tamanho da carga modulada em relação à carga total.

No terceiro caso foi realizada uma simulação com diferentes proporções de modulação para cada carga como poder ser visto na Tabela 1, em que estão destacados 10 usuários que reduziram suas cargas entre 5% e 90% durante a hora de pico.

Neste exemplo, nota-se também que para que o EUST mensal arrecadado não sofra alteração, os demais usuários, que não modularam sua carga, terão que compensar esta diferença que ficou em média 4,85% maior, como pode ser verificado na Figura 4.

Tabela 1 – Modulação das cargas do Caso 3

Usuário nº	MUST Ref. (MW)	Modulação (%)	MUST Caso 3 (MW)
13	75,00	90%	7,50
21	100,00	10%	90,00
35	3,00	80%	0,60
54	125,30	20%	100,24
74	7,00	70%	2,10
86	110,00	30%	77,00
93	80,00	60%	32,00
102	78,00	40%	46,80
111	170,50	50%	85,25
121	110,70	5%	105,17
13	75,00	90%	7,50
21	100,00	10%	90,00
35	3,00	80%	0,60
54	125,30	20%	100,24
74	7,00	70%	2,10

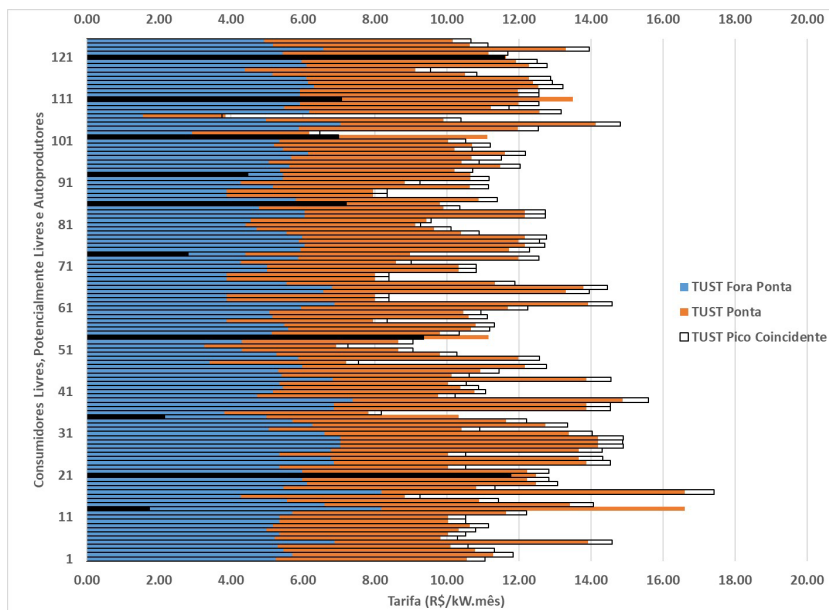


Figura 4 - Caso 3: Impacto da modulação de diversas cargas utilizando o conceito da TUST Pico Coincidente

A Tabela 2 apresenta os resultados de forma individualizada para cada usuário que reduziu sua demanda no horário de pico coincidente simulado no Caso 3. Os resultados da simulação mostram que, conforme a intensidade da modulação de cada carga em resposta dada ao sinal econômico dado pela utilização do Pico Coincidente, nota-se um maior impacto na redução do valor da TUST no Caso 3 em relação ao Caso de Referência.

Tabela 2 – Resultado do impacto da modulação na TUST Pico Coincidente no Caso 3

Usuário nº	TUST Ref. (R\$/kWmês)	TUST Caso 3 (R\$/kWmês)	Impacto (%)
13	16,60	1,64	-90,12%
21	12,47	11,77	-5,61%
35	10,32	2,16	-79,07%
54	11,15	9,35	-16,14%

Tabela 2 – Resultado do impacto da modulação na TUST Pico Coincidente no Caso 3 (cont.)

Usuário n°	TUST Ref. (R\$/kWmês)	TUST Caso 3 (R\$/kWmês)	Impacto (%)
74	8,97	2,83	-68,45%
86	9,81	7,20	-26,61%
93	10,65	4,47	-58,03%
102	11,13	7,00	-37,11%
111	13,49	7,07	-47,59%
121	11,64	11,59	-0,43%
13	16,60	1,64	-90,12%
21	12,47	11,77	-5,61%
35	10,32	2,16	-79,07%
54	11,15	9,35	-16,14%
74	8,97	2,83	-68,45%

Desta forma, o Caso 3 evidencia que a introdução da TUST de Pico Coincidente fortalece o sinal econômico de acordo com o uso do sistema de transmissão na hora em que este se encontra mais estressado, e, portanto, beneficia aqueles que agem em prol do sistema quando este mais necessita, caracterizando uma forma eficiente da demanda responder à tarifa de transmissão.

6. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A operação equilibrada do sistema elétrico torna-se um desafio ainda maior para o sistema elétrico brasileiro na medida em que ocorrem mudanças na matriz elétrica, como a introdução cada vez mais frequente de usinas hidrelétricas sem reservatório e com o considerável aumento da geração renovável de carácter intermitente, como as usinas eólicas e fotovoltaicas, sendo esta última principalmente utilizada como geração distribuída atrás do medidor. A adoção de diferentes tipos de programas de RD com características aderentes às necessidades sistêmicas, sejam estas energéticas ou elétricas, certamente trará alternativas para mitigação dos diversos riscos detectados na operação do SIN.

A legislação brasileira já permite a introdução de mecanismos

de Resposta da Demanda, tanto que o MME lançou recentemente o programa Redução Voluntária de Demanda com objetivo de proporcionar uma alternativa adicional que possa contribuir para o aumento da garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica para o SIN. Desta forma, o Brasil deu um passo importante em direção a ressaltar a importância da RD, permitindo aos consumidores um papel protagonista, engajando-os como agentes ativos no sistema e assim possibilitando o alcance de um novo patamar de eficiência operativa, bem como a redução do custo global de energia.

No entanto, há muito o que se aprimorar no desenho do mercado brasileiro para que tenhamos o sinal econômico correto no curto, médio e longo prazos. Não há dúvidas de que esta evolução necessária, baseada nos princípios de transparência e competitividade, passará por uma maior participação do consumidor, afinal o sistema só existe por causa dele, e é para ele que todo o sistema trabalha. Tendo como base a visão internacional na qual são promovidos diversas opções de programas de RD onde os consumidores podem contribuir com o sistema elétrico em que está inserido, este artigo traz como principal contribuição a introdução do pico coincidente ao tarifar a transmissão de uma forma mais dinâmica e efetiva, permitindo aos consumidores responderem ao sinal econômico na hora em que o sistema elétrico é mais exigido, cooperando assim para a segurança do suprimento e a confiabilidade do sistema.

A introdução do conceito de pico coincidente proporcionará a intensificação do sinal econômico de acordo com o uso efetivo, além de manter o sinal locacional calculado de acordo com as premissas atuais, fazendo uso do programa Nodal. A proposta acrescenta um fator de contribuição em base mensal de acordo com a intensidade do uso da rede no momento de pico por parte de cada agente conectado e preserva o valor total da RAP a ser arrecada a cada mês, garantindo o equilíbrio entre receitas e despesas para a manutenção dos custos de rede conforme demonstrado nos casos de sensibilidade.

Considerando os benefícios, tanto para o SIN quanto para os usuários de rede que atuarem para a redução da demanda máxima no sistema de transmissão, o conceito de pico coincidente poderá também ser aplicado no segmento de distribuição. Na medida em que este agente também receba o sinal econômico da TUST de Pico Coincidente, ele poderá repassar o benefício aos usuários do sistema de distribuição, estes poderão contribuir com a redução da carga no horário de pico do sistema, respondendo ao sinal econômico correto e promovendo a eficiência econômica do uso da rede. No futuro, tão logo os usuários conectados ao sistema de distribuição disponham de medição adequada o conceito de pico coincidente também poderá ser aplicado nas tarifas de distribuição ampliando o alcance da resposta da demanda para os consumidores de varejo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADBELMOTTELEB I., GÓMEZ T., CHAVES ÁVILA J.P., RENESES J., Designing efficient distribution network charges in the context of active customers, *Appl Energy* 210 (2018), pp. 815–826. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261917311236>>. Acesso em: 26 Ago. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa nº 559/2013. Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST. Brasília, DF, 28 Jun. 2013. Disponível em: <http://www.lex.com.br/legis_24569845_RESOLUCAO_NORMATIVA_N_559_DE_27_DE_JUNHO_DE_2013.aspx>. Acesso em: 27 Ago. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Homologatória nº 2.896/2021. Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional para o ciclo 2021-2022, e dá outras providências. Brasília, DF, 13 Jul. 2021. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212896.pdf>>. Acesso em: 9 Set. 2021.

AMEREN, Tariff Summary. Disponível em: <https://www.ameren.com/-/media/corporate-site/Files/Business_Partners/RetailElectricSuppliers/CC_TariffSummary.pdf>. Acesso em: 21 Ago. 2021.

BALDICK R., Incentive properties of coincident peak pricing, *Journal of Regulatory Economics* 54 (2018), pp. 165-194. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517304767>>. Acesso em: 19 Ago. 2021.

CMP - CENTRAL MAINE POWER COMPANY, Schedule 21. Disponível em: <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/sect_2/sch21/sch_21_cmp>. Acesso em: 21 Ago. 2021.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica 023/2019, Resposta da Demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Publicacoes_Arquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf>. Acesso em: 08 Ago. 2021.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-90/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf>. Acesso em: 30 Ago. 2021.

FERC - FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, "National Action Plan on Demand Response", Disponível em: <<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-17-10-demand-response.pdf>>. Acesso em: 17 Ago. 2021.

GELLINGS, C.W. The concept of demand-side management for electric utilities. Proceedings of the IEEE, IEEE, v. 73, n. 10, p. 1468-1470, 1985.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Portaria nº 538/GM/MME, Brasília, 29 Jul. 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-538/gm/mme-de-29-de-julho-de-2021-335468238>>. Acesso em: 10 Set. 2021.

MULLER G. M., Impact of Demand Response on Generation Expansion Planning in the Brazilian Interconnected Power System. IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9326129>>. Acesso em: 8 Set. 2021.

NATIONAL GRID, Introduction to Triads. Technical Report 2018. Disponível em: <<https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/44940-Triads%20Information.pdf>>. Acesso em: 04 Ago. 2021.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, Procedimentos de Rede. Submódulo 15.8. Apuração mensal de serviços e encargos de transmissão associados à TUST-RB e Interligações Internacionais. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%20C3%B3dulo%2015%2FSubm%20C3%B3dulo%2015.8%2FSubm%20C3%B3dulo%2015.8%202017.09.pdf>>. Acesso em: 18 Ago. 2021.

PASSEY R., HAGHDADI N., BRUCE A., MACGILL I., Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges, Energy Policy, 109 (2017), pp. 642-649. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517304767>>. Acesso em: 26 Ago. 2021.

SANTOS R. B. S., Estudo da Representação da Resposta da Demanda na Programação Diária da Operação e seus Impactos na Otimização do Despacho e Custos de Operação. Universidade Federal Fluminense, Niterói/RJ, 2021.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. Quadrennial Energy Review First Installment: Transforming U.S. Energy infrastructures in a Time of Rapid Change. 2015. p. 3-1 a 3-33. Disponível em: <https://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QER_Ch3.pdf>. Acesso em: 10 Ago. 2019.

WOLAK F. A., Designing a Competitive Wholesale Electricity Market That Benefits Consumers, Department of Economics Stanford University, Stanford, CA, 2001.