



## GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

### O IMPACTO DO SINAL LOCACIONAL DA TUST SOBRE A COMPETITIVIDADE DAS FONTES ENERGÉTICAS

**THIAGO DOURADO MARTINS(1); MARCOS BRESSANE(1); MARIANA ANDRADE(1); THIAGO IVANOSKI(1)**  
**EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE(1)**

#### RESUMO

O cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), atualmente efetuado a partir da aplicação da Metodologia Nodal, requer o estabelecimento de condicionantes e de valores para certos parâmetros de cálculo que podem exercer impacto significativo nos resultados obtidos, eventualmente levando a uma sinalização inadequada para o uso eficiente da rede de transmissão. Este artigo tem por objetivo apresentar uma análise de sensibilidade por meio da qual se procurou avaliar o impacto dos atuais procedimentos no perfil da TUST-Geração e na competitividade de algumas fontes de geração em pontos diferenciados do Sistema Interligado Nacional (SIN).

#### PALAVRAS-CHAVE

Metodologia Nodal, TUST, transmissão, competitividade.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

A remuneração do custo do uso do sistema de transmissão brasileiro pelos agentes geradores e consumidores, que inclui os investimentos, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Conforme as diretrizes da Lei nº 9.427/1996, o procedimento de cálculo do rateio destes custos pelos agentes deve possibilitar uma sinalização de uso eficiente do sistema, de forma a induzir, por exemplo, os agentes geradores a instalarem as novas plantas em pontos mais adequados, inclusive sob o ponto de vista da transmissão.

O cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para cada um dos pontos da rede é efetuado pela aplicação da Metodologia Nodal. A tarifa total resultante tem uma componente locacional, que permite diferenciar os diferentes pontos quanto à sua atratividade sob o ponto de vista do uso efetivo da rede, e outra componente denominada “selo”, que complementa a remuneração do custo total do uso do sistema por rateio médio entre os agentes, sem distinção de seu ponto de conexão.

Cumprir notar que os procedimentos para a aplicação da Metodologia Nodal requerem o estabelecimento de condicionantes, bem como de valores para certos parâmetros de cálculo, os quais podem exercer impacto significativo nos resultados obtidos, alterando as parcelas locacional e selo acima citadas e, portanto, podendo levar a uma sinalização inadequada para o uso eficiente da rede de transmissão.

Em relação a esses procedimentos, destaca-se, por exemplo, que o cálculo se baseia em um único cenário de fluxo de potência no qual se busca atender o balanço carga-geração em cada um dos quatro submercados energéticos (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) de forma individualizada. Assim, o despacho dos geradores de cada região é realizado de forma proporcional à sua capacidade instalada (despacho proporcional), tomando-se a carga de cada submercado como referência.

Uma consequência direta é que as linhas de interligação entre os subsistemas tendem a apresentar um carregamento relativamente reduzido. Em última instância, resulta que a componente locacional da TUST não captura o uso efetivo dessas instalações e, assim, os custos a elas associados tendem a ser “socializados”, sendo predominantemente remunerados pela parcela selo da tarifa.

Partindo-se dessa questão, este artigo tem por objetivo apresentar uma abrangente análise de sensibilidade por meio da qual se buscou avaliar e quantificar o impacto tarifário dos principais procedimentos atualmente adotados na Metodologia Nodal, com foco na TUST-Geração. Além disso, procurou-se avaliar o consequente impacto na competitividade de algumas fontes de geração em pontos diferenciados do Sistema Interligado Nacional (SIN).

## 2.0 - CÁLCULO DA TUST

Os procedimentos para o cálculo da TUST vêm sendo aperfeiçoados ao longo dos anos. Estes procedimentos foram inicialmente regulados pela Resolução nº 281/1999, seguida pelas Resoluções Normativas nº 117/2004 e nº 267/2007, sendo estas duas últimas com regras específicas para o cálculo da TUST-Geração.

Atualmente os cálculos são feitos com base nos procedimentos estabelecidos na Resolução Normativa nº 559/2013, de 28/06/2013, mantendo o conceito de tarifas nodais e a formulação estabelecida na Resolução nº 281/1999.

A seguir é efetuada uma breve conceituação da metodologia adotada, visando introduzir alguns parâmetros cuja análise de sensibilidade é objeto deste documento.

Os cálculos são efetuados a partir do Programa Nodal disponibilizado pela ANEEL, através do qual são estabelecidas as tarifas de cada usuário (TUST<sup>i</sup>), relativas ao ponto da rede de transmissão em que ocorre a conexão. A TUST de cada usuário, é composta por duas parcelas:

$$TUST^i = \pi_{loc}^i + \pi_{selo} \quad (R\$/kW.mês)$$

sendo:

- $\pi_{loc}^i$ , conhecida como componente locacional, que permite diferenciar os diferentes pontos quanto à sua atratividade e uso eficiente da rede, e
- $\pi_{selo}$ , denominada “selo”, que permite complementar a remuneração do custo total do uso do sistema por rateio médio entre os agentes, sem distinção de seu ponto de conexão.

Para cada ponto da rede calcula-se um valor de TUST-Geração e de TUST-Carga, cada qual com suas componentes locacional e selo. Tais tarifas devem ser suficientes para assegurar a contribuição de cada segmento (geração ou carga) na remuneração dos investimentos, dos custos de O&M da rede de transmissão e de outros encargos. Ou seja, a somatória dos produtos dessas tarifas pelos montantes de geração e/ou carga conectado em cada ponto deve produzir o valor da Receita Anual Permitida (RAP) a ser arrecadada por cada classe de agentes. Para tanto, inicialmente é estabelecido um rateio entre os segmentos de geração e carga (50/50%).

A parcela  $\pi_{loc}^i$  tem analogia com o cálculo do custo marginal de expansão da transmissão já que, para a determinação do  $\pi_{loc}^i$  em um ponto, o Programa Nodal calcula os custos associados ao incremento de uma unidade (por exemplo, 1 MW) na geração ou na demanda nesse ponto.

Influem neste cálculo, dentre outros elementos, a topologia da rede, os parâmetros elétricos e os custos associados aos componentes do sistema de transmissão, a localização e valores das fontes de geração e cargas, e os carregamentos nos diversos elos da rede elétrica, os quais são relativizados frente às capacidades das instalações por meio de fatores de ponderação.

O procedimento de cálculo se inicia pela parcela locacional. A diferença entre o valor total previsto para a RAP e aquele possível de ser recuperado pela parcela locacional define a parcela selo, a qual é rateada entre os agentes, sem distinção de sua localização na rede elétrica, conforme já mencionado.

Assim, a parcela  $\pi_{selo}$  corresponde a uma componente de ajuste, que assegura a arrecadação da RAP total. Portanto, à medida que os condicionantes de cálculo levem a uma redução da componente locacional, o valor da parcela selo resulta inerentemente maior, para a mesma RAP a ser recuperada.

Alguns dos fatores que exercem influência importante sobre o cálculo da componente locacional, e que foram avaliados no presente artigo, são a seguir abordados.

### 2.1 - Despacho de Geração

O processo de cálculo da TUST é efetuado a partir de um único caso de fluxo de potência previamente resolvido pelo Programa Nodal. Visando obter o balanço carga-geração de cada subsistema (ou submercado) em que é dividido o Sistema Interligado Nacional (SIN), o procedimento atualmente empregado considera o despacho de cada gerador de forma proporcional à sua capacidade instalada (despacho proporcional), sendo os subsistemas tratados de forma independente. Para completar o balanço entre a carga e a geração, são considerados os intercâmbios entre os subsistemas.

Em decorrência desse procedimento, as linhas de interligação entre os subsistemas tendem a apresentar um carregamento relativamente reduzido. Como consequência desse efeito e da aplicação dos fatores de ponderação, resulta que a componente locacional da TUST não captura o uso efetivo dessas instalações e, assim, os custos a elas associados tendem a ser predominantemente remunerados pela parcela selo da tarifa.

Por um lado, esse critério de rateio pode muitas vezes ser justificado pelo fato de que todos os usuários do sistema são beneficiados pelas linhas de interligação. Por outro, o mesmo critério pode ser questionado pelo fato de que a hipótese de despacho proporcional das usinas não necessariamente conduz ao cenário mais provável de intercâmbios decorrente da análise energética. Ou seja, outros valores de fluxos nas interligações, resultantes da sazonalidade das fontes energéticas renováveis do país, poderiam levar a valores diferentes de TUST.

A análise de sensibilidade do impacto de diferentes condições de despacho das usinas sobre os valores da TUST, no entanto, não pode ser efetuada na versão do Programa Nodal hoje disponibilizada pela ANEEL, pois não possibilita ao usuário simular outra condição que não o mencionado despacho proporcional.

## 2.2 - Subsistemas ou Submercados Energéticos

Para efeitos de simulação e de estabelecimento do despacho proporcional das usinas, o procedimento usual de cálculo da TUST considera, como referência, quatro subsistemas ou submercados energéticos: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Tendo em vista as considerações anteriormente feitas quanto ao despacho proporcional das usinas e seu impacto no carregamento das interligações, procurou-se avaliar a hipótese de se considerar um subsistema ou submercado único para a simulação e cálculo das tarifas. Nessa hipótese, no processo de se estabelecer o balanço carga-geração desse subsistema único, ainda que se mantenha o despacho proporcional das usinas, os mesmos elos anteriormente designados como interligações poderão resultar com carregamentos maiores.

Como fundamentação para se reduzir o número de subsistemas (passando de quatro para dois ou, no limite, um único subsistema como na hipótese de sensibilidade analisada), tem-se o fato de que a expansão do SIN leva a se ter os subsistemas regionais cada vez mais interligados no horizonte de longo prazo. Por outro lado, cabe discutir se a subdivisão do sistema para os cálculos que produzem as tarifas de uso da rede elétrica precisa necessariamente ser a mesma considerada na análise energética (na qual se busca definir os valores de CMO dos submercados, visando a comercialização de energia).

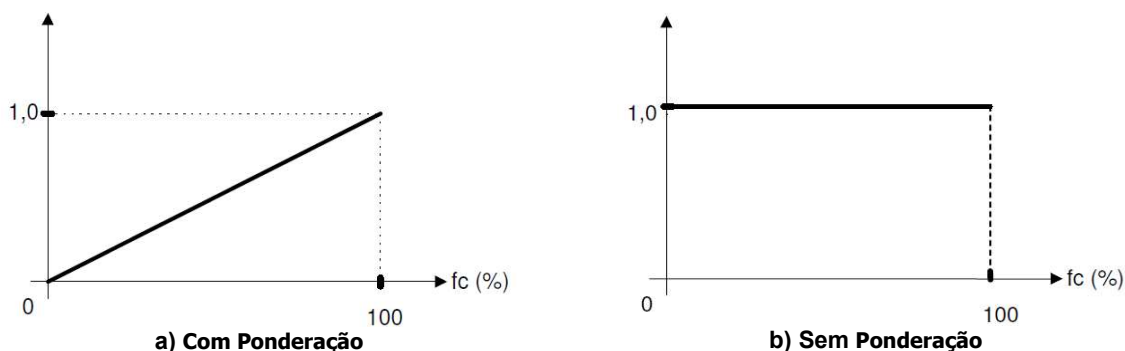
## 2.3 - Fator de Ponderação

No cálculo da componente locacional da TUST aplica-se um fator de ponderação sobre os valores da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes instalações com a potência injetada em cada barra do sistema, sendo este fator função do carregamento unitário das instalações (ou fator de carregamento, igual ao fluxo passante/limite de carregamento).

A Figura 1-a ilustra a condição usualmente considerada, onde o fator de ponderação é proporcional ao fator de carregamento, variando entre 0 e 1. Quanto maior esse fator de ponderação, resulta maior a recuperação dos custos associados às linhas de transmissão influenciadas por uma determinada barra do sistema, a depender dos valores da matriz de sensibilidade para a barra em questão.

Cumprir notar que o Programa Nodal faculta ao usuário, para fins de exercício, a utilização de outros tipos de ponderação na determinação da componente locacional das tarifas, pelos quais é possível atribuir uma importância maior ou menor a essa parcela.

A Figura 1-b indica uma condição alternativa, avaliada no presente artigo, em que o fator de ponderação é constante e igual a 1,0 independentemente do carregamento da instalação, ou seja, não há atenuação da influência definida pela matriz de sensibilidade sobre os custos a serem recuperados. Nesse caso, a componente locacional da TUST resulta maximizada.



**FIGURA 1 – Fator de Ponderação em Função do Fator de Carregamento**

### 3.0 - PROPOSTAS DE SENSIBILIDADE

Para a avaliação do impacto dos procedimentos adotados no cálculo da TUST descritos anteriormente, foram analisados os seguintes casos:

- **Caso 1:** caso de referência do Programa Nodal, caracterizado pela aplicação dos procedimentos atuais para o cálculo da TUST (despacho proporcional / quatro submercados energéticos / fator de ponderação conforme a Figura 1-a).
- **Caso 2:** caso de referência modificado, considerando um único subsistema ou submercado energético, o que leva a um despacho proporcional considerando toda a carga e geração do sistema de forma unificada (vale notar que essa condição leva a uma exportação de energia das regiões Norte e Nordeste, dado que há uma significativa capacidade instalada de geração nestas regiões, superior às cargas destas regiões, e que a maior da carga do sistema se encontra nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste).
- **Caso 3:** caso de referência modificado, considerando a maximização forçada da parcela locacional, utilizando o fator de ponderação ilustrado na Figura 1-b.
- **Caso 4:** caso de referência modificado, combinando as condições dos Casos 2 e 3, ou seja, considerando um único submercado energético e a maximização forçada da parcela locacional.

### 4.0 - RESULTADOS OBTIDOS

São apresentados a seguir os resultados obtidos para a TUST considerando cada uma das hipóteses de cálculo descritas na seção anterior. O foco dessa análise foi dado para a TUST-Geração.

Adicionalmente, procurou-se exemplificar o consequente impacto sobre a competitividade de algumas fontes de geração situadas em diferentes subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para a estimativa das tarifas apresentadas neste artigo, foram consideradas as informações disponibilizadas pela ANEEL à ocasião da emissão da Resolução Homologatória nº 2.726/2020, que estabeleceu os valores de TUST do ciclo tarifário 2020-2021.

#### 4.1 - Valores da TUST

As Figuras 2 e 3 ilustram os resultados obtidos para a distribuição da TUST-Geração no SIN para cada um dos casos descritos anteriormente. Comparando os resultados obtidos, as seguintes observações gerais podem ser feitas:

- No Caso 1 (Figura 2-i), ocorre concentração das tarifas em torno dos valores médios, não sendo observadas grandes diferenças entre os submercados, o que é indicativo de predominância da contribuição da parcela selo (Figura 3-i).
- Pontualmente, em decorrência do despacho proporcional por subsistema, são verificadas tarifas mais elevadas em regiões do submercado SE/CO atendidas por sistemas com caráter radial e de uso exclusivo, como é o caso dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso (Figura 2-i).

- Já no Caso 2 (Figura 2-ii), nota-se claro deslocamento das tarifas em relação à tarifa média do sistema, concentrando-se os resultados das regiões Sul e SE/CO predominantemente abaixo dessa média, em contraposição aos das regiões Nordeste e Norte que se situam acima.
- Ou seja, as tarifas das regiões Nordeste e Norte aumentam consideravelmente em relação ao observado no Caso 1, enquanto as tarifas das regiões SE/CO e Sul diminuem, refletindo sinal locacional forte (Figura 3-ii) que sinaliza maior atratividade de geração em pontos mais próximos aos principais centros de carga do sistema.
- Ainda quanto ao Caso 2, com todas as usinas consideradas em único subsistema, as usinas das regiões Norte/Nordeste tendem a ser mais despachadas que no Caso 1 e, como consequência, há aumento dos intercâmbios direcionados para as regiões SE/CO e Sul (maiores detalhes na seção 5), e maior uso das linhas de longa distância das interligações, o que se reflete nas tarifas das regiões Norte/Nordeste (Figura 2-ii).
- Destaca-se que, dentro do submercado SE/CO, os estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso continuam apresentando tarifas mais elevadas em função do caráter radial e de uso exclusivo do sistema local, porém, elas se tornam inferiores às tarifas dos submercados Norte e Nordeste pelos motivos anteriormente citados (Figura 2-ii).
- No Caso 3 (Figura 2-iii), constata-se significativa dispersão dos resultados, porém, de uma forma geral, a relatividade entre as tarifas dos submercados não é alterada, permanecendo a predominância da contribuição da parcela selo (Figura 3-iii), apesar da maximização forçada da parcela locacional.
- De forma análoga ao Caso 1, verifica-se elevação das tarifas em regiões atendidas por sistemas com caráter radial e de uso exclusivo, como é o caso dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso (Figura 2-iii).
- Já no Caso 4 (Figura 2-iv), verifica-se uma combinação dos efeitos individuais identificados para os Casos 2 e 3, acentuando-se, em alguns pontos, as constatações anteriores relativas a esses dois casos.

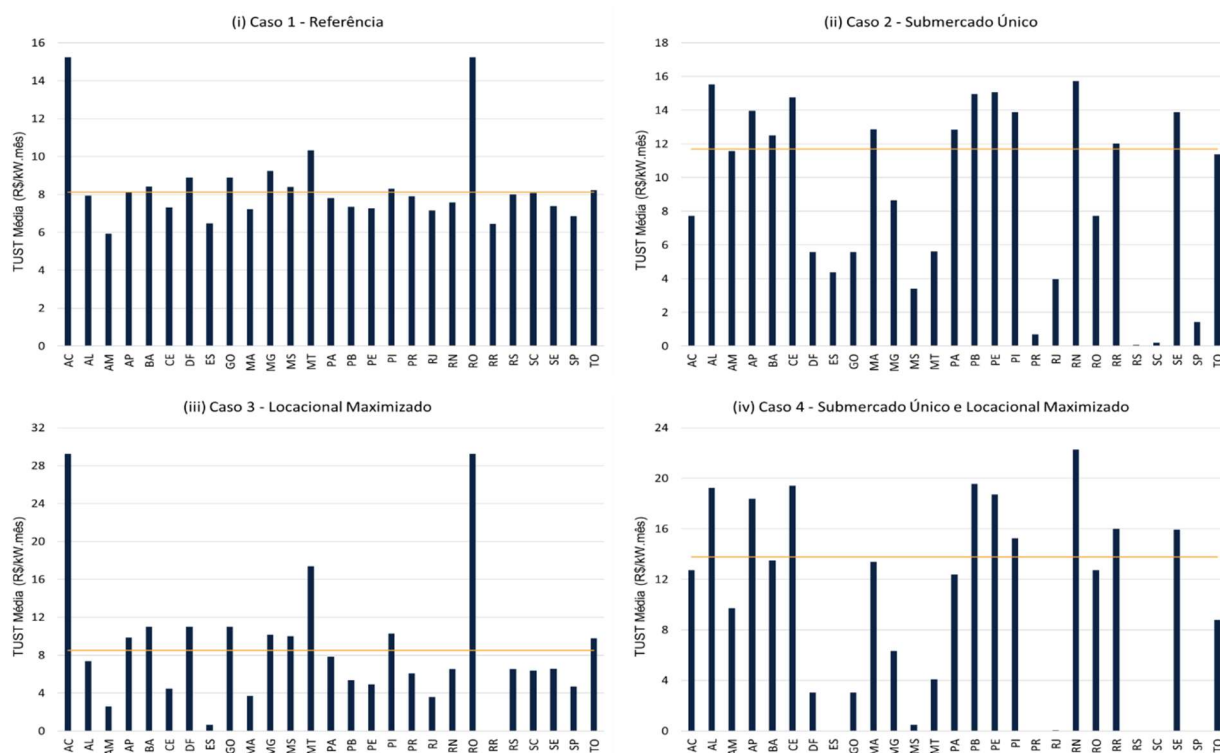
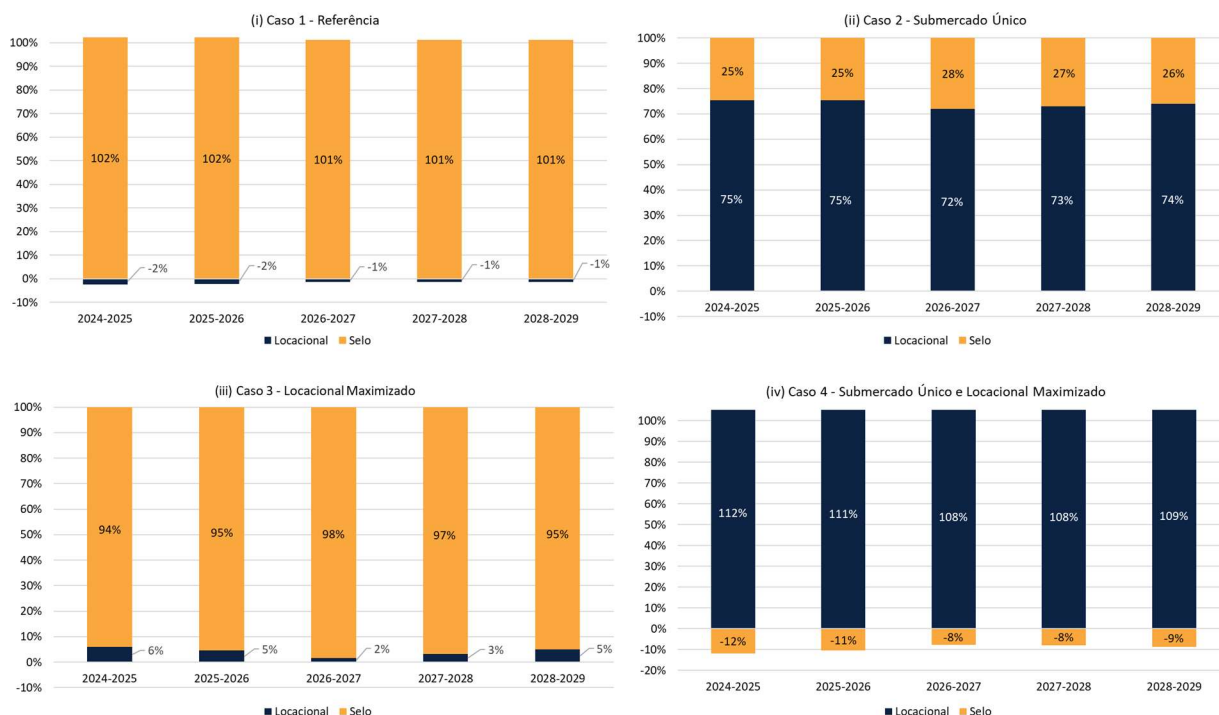


FIGURA 2 – TUST Média por Estado, Ciclo 2028-2029



**FIGURA 3 – Parcelas da TUST**

#### 4.2 - Competitividade das Fontes Energéticas

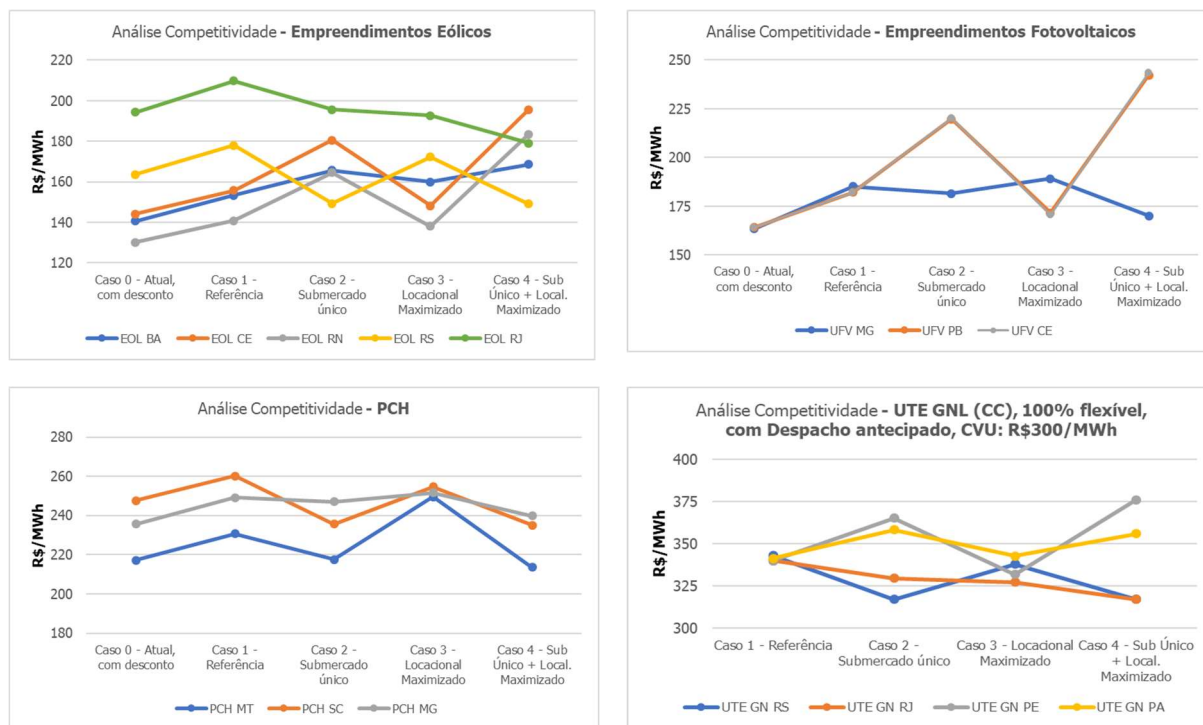
Além dos resultados apresentados no item anterior, procurou-se analisar, para os quatro casos de sensibilidade estudados, o impacto da TUST na competitividade de usinas padrão, envolvendo as fontes eólica, solar fotovoltaica, PCH e térmica a gás natural, em diferentes submercados e estados do Brasil, conforme a seguir:

- Cinco usinas eólicas localizadas em três subsistemas diferentes (Nordeste, SE/CO e Sul).
- Três usinas solares fotovoltaicas localizadas em dois subsistemas (Nordeste e SE/CO).
- Três pequenas centrais hidrelétricas localizadas em dois subsistemas distintos (SE/CO e Sul).
- Quatro usinas térmicas a GNL, 100% flexível, com despacho antecipado e CVU = R\$ 300/MWh, localizadas em subsistemas distintos (Norte, Nordeste, SE/CO e Sul).

Anteriormente à análise locacional referida, foi ainda efetuada uma avaliação específica para o caso das fontes renováveis no sentido de determinar a efetiva participação do encargo da TUST no preço final da sua energia, considerando ou não o desconto de 50% na tarifa fio ao qual esse tipo de fonte tem direito atualmente (Caso 0 = Caso 1, porém, com desconto de 50% na TUST).

Para ambas as análises, os preços de energia associados a cada fonte foram calculados com base na metodologia da Tarifa de Equilíbrio (TEQ) para as fontes renováveis e do Índice Custo Benefício (ICB) para as UTEs a gás natural. As premissas de custos (CAPEX e O&M) utilizadas de cada fonte energética foram calculadas com base em valores próximos aos observados atualmente no mercado, enquanto as premissas de Fator de Capacidade (FC) correspondente à localidade do projeto tiveram por base os dados de habilitação técnica dos leilões de energia.

Os resultados obtidos são apresentados na figura a seguir.



**FIGURA 4 – Análise da Competitividade entre as Diferentes Localidades das Fontes Energéticas**

Comparando os resultados obtidos, as seguintes observações gerais podem ser feitas:

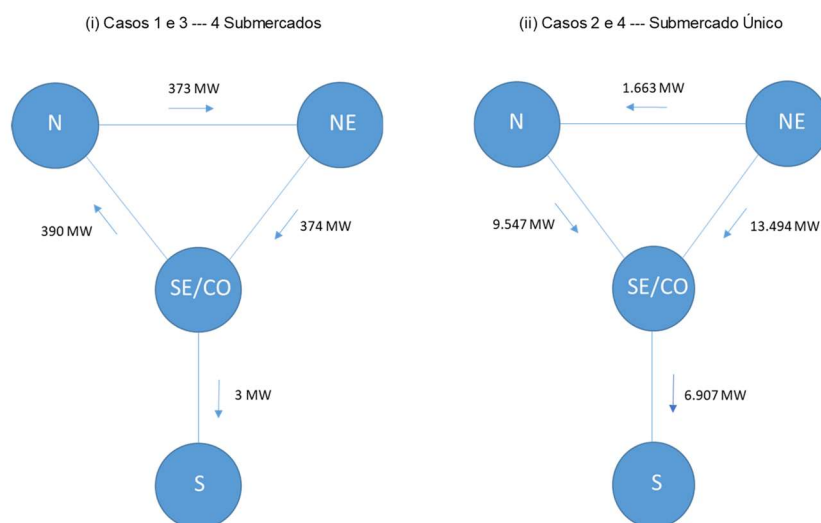
- Os diferentes valores de TUST, calculados em cada caso, interferem na competitividade dos projetos das diferentes fontes energéticas, dependendo do cenário e da sua localidade.
- Nos casos simulados, as variações podem chegar a 13% nos valores de ICB nos projetos térmicos a gás natural, até 17% nos valores de TEQ das PCHs, e entre 40% a 48% nas TEQs dos projetos eólicos e fotovoltaicos.
- No que se refere ao impacto na competitividade dos projetos, comparando-se os resultados dos Casos 2 e 4 com os do Caso 1, verifica-se, devido ao efeito da componente locacional da TUST, um aumento dos preços de energia para os projetos localizados na região Nordeste, e uma concomitante redução para aqueles fora dessa região, acentuando uma maior atratividade destes últimos à medida que se aproximam da localização da carga (regiões SE/CO e Sul).
- Ainda sobre essa questão, nota-se que o aprimoramento do sinal locacional nos Casos 2 e 4 pode inclusive resultar em valores de R\$/MWh inferiores aos verificados no Caso 0, onde incide desconto de 50% na tarifa fio das fontes renováveis.
- Cabe lembrar que os preços calculados para cada caso foram baseados em custos e fatores de capacidade médios, com o objetivo de avaliar a possibilidade de, em alguns cenários, os projetos se tornarem mais competitivos que outros, pela alteração no valor da TUST.

## 5.0 - CONSISTÊNCIA DOS CENÁRIOS

Posteriormente às análises apresentadas na seção anterior, buscou-se avaliar, com maiores detalhes, a consistência dos cenários energéticos modelados em cada um dos casos estudados para o cálculo da TUST, conforme descrito na seção 3.

Cabe observar que os cenários modelados nos Casos 1 e 3 são equivalentes pois se baseiam no despacho proporcional considerando os quatro submercados energéticos convencionais. O mesmo ocorre com os Casos 2 e 4, porém, agora considerando um único submercado.

A Figura 5 ilustra, para os quatro casos avaliados, os fluxos médios verificados nas interligações regionais considerando todos os ciclos tarifários entre 2024-2025 e 2028-2029.



**FIGURA 5 – Fluxos nas Interligações Regionais**

A partir dos resultados, as seguintes observações gerais podem ser feitas:

- Nos Casos 1 e 3, são verificados fluxos reduzidos nas interligações entre os submercados em decorrência do despacho proporcional utilizado no Programa Nodal, que visa fechar o balanço entre carga e geração por submercado.
- Os fluxos entre os submercados Norte, Nordeste e SE/CO não se anulam completamente por conta da proximidade de alguns geradores em relação às fronteiras entre essas regiões, resultando em circulação de fluxo pouco provável de ocorrer no âmbito da operação do sistema. Por outro lado, esse efeito não é observado entre os submercados Sul e SE/CO devido ao caráter radial da conexão entre essas regiões.
- Reforça-se que o cenário energético gerado a partir do despacho proporcional por submercado tem uma probabilidade de ocorrência muito baixa. Em análise realizada com o programa Newave sobre o ano horizonte do Plano Decenal de Energia Ciclo 2030 (PDE 2030), considerando 2000 séries e 12 meses, resultando em um total de 24.000 oportunidades de ocorrência, foram verificadas apenas 3 ocorrências onde o fluxo em todas as interligações descritas se mostrou inferior a 500 MW médios de forma simultânea (balanço entre carga e geração por submercado).
- No tocante aos Casos 2 e 4, à primeira vista, os fluxos nas interligações regionais parecem mais bem comportados quando comparados àqueles observados nos Casos 1 e 3, representando, sobretudo, o 1º semestre do ano, quando os submercados Norte e Nordeste exportam mais energia para os submercados SE/CO e Sul.
- Por outro lado, os fluxos elétricos verificados nesses casos (> 20.000 MW) superam o valor calculado como referência para a capacidade de exportação total da região Norte/Nordeste a partir dos anos 2025/2026 (aprox. 16.500 MW; critérios convencionais), o que matematicamente é possível de ocorrer uma vez que o Programa Nodal não modela eventuais restrições elétricas existentes no sistema, como os limites das interligações. Assim, no âmbito da operação regular do sistema, o cenário representado nos Casos 3 e 4 também parece ter baixa probabilidade de ocorrência.

## 6.0 - CONCLUSÕES

O presente artigo teve por objetivo apresentar o impacto na TUST-Geração com eventual alteração metodológica na composição entre as componentes “selo” e locacional no seu valor final. Para tanto, quatro análises de sensibilidade foram rodadas, cabendo destacar os casos baseados em um único submercado energético, no qual a parcela locacional da TUST se mostrou mais forte. A depender do caso, há inclusive inversão de proporcionalidade entre parcela “selo” e locacional, com relação à situação atual.

A consequência desse sinal locacional mais forte pode ser a inversão de competitividade entre regiões para uma mesma fonte, e, eventualmente entre fontes. As simulações de preço de viabilidade de comercialização da fonte

eólica indicam possível alteração de competitividade relativa entre projetos das regiões Sul e Nordeste. No caso da fonte termelétrica, deixaria de haver a quase indiferença de competitividade relativa por localização geográfica.

Em síntese às análises realizadas, ressaltam-se os seguintes pontos com base nos resultados da aplicação da metodologia disponibilizada pela ANEEL através do Programa Nodal, particularmente quanto ao despacho proporcional considerado para as usinas e seus efeitos:

- O despacho proporcional equivale a considerar, para o cálculo da TUST, um único cenário energético onde o fluxo nas interligações entre os subsistemas resulta bastante reduzido, com probabilidade de ocorrência muito baixa.
- O despacho proporcional dificulta que a Metodologia Nodal capture adequadamente o uso da rede pelos agentes geradores, restringindo-se à consideração dos impactos no nível regional. Como resultado, observa-se predominância da contribuição da parcela selo da TUST, o que “socializa” a remuneração do sistema.
- Esse efeito não se alinha às diretrizes estabelecidas na Lei nº 9.427/1996, na qual é indicado que as tarifas devem assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.
- A consideração de um único subsistema ou submercado energético foi o artifício adotado neste documento para possibilitar outra forma de avaliação. Nessa hipótese, no processo de se estabelecer o balanço carga-geração desse subsistema único, ainda que se mantenha o despacho proporcional das usinas, os mesmos elos anteriormente designados como interligações poderão resultar com carregamentos maiores. Essa condição é mais condizente com a situação atual do papel das interligações que se modificou de forma significativa em relação à época em que a Metodologia Nodal começou a ser empregada.
- Com isso, obtém-se sinal locacional mais forte, que sinaliza maior atratividade de geração em pontos mais próximos aos principais centros de carga do sistema, o que parece mais alinhado às diretrizes da Lei nº 9.427/1996, anteriormente referida.
- Por outro lado, mesmo considerando essa nova hipótese de cálculo, permanece a condição de um único cenário energético para o cálculo da TUST, dessa vez caracterizado por intercâmbios direcionados das regiões Norte/Nordeste para as regiões SE/CO e Sul. Sobre essa questão, entende-se não ser muito adequado estabelecer a TUST sem considerar outros cenários de intercâmbio que podem ocorrer ao longo de um ano, fruto da sazonalidade das fontes energéticas renováveis do país.
- Além disso, uma vez que o Programa Nodal não modela eventuais restrições elétricas do sistema, como os limites das interligações regionais, esse cenário único resultante do despacho proporcional com submercado único também pode apresentar uma probabilidade de ocorrência baixa, com fluxos que superam os valores de referência estimados para a operação regular das interligações (critérios convencionais).

Portanto, entende-se que deveriam ser discutidas, como medidas de aprimoramento do sinal locacional da TUST, a qual impacta a competitividade de projetos de diferentes fontes energéticas, a possibilidade de a TUST ser calculada com base não apenas em um único cenário de despacho de geração, mas em cenários mais prováveis associados/ponderados com suas probabilidades de ocorrência derivadas dos estudos energéticos, respeitando-se as restrições elétricas conhecidas no sistema. Para tanto, o Programa Nodal deveria ser adequadamente modificado. Dentro desse contexto, considerando os resultados obtidos, e vinculado à questão do despacho das fontes, cabe também discutir se a própria subdivisão do sistema para os cálculos que produzem as tarifas de uso da rede elétrica precisa necessariamente ser a mesma considerada na análise energética (na qual se busca definir os valores de CMO dos submercados, visando à comercialização de energia).

A discussão é oportuna e relevante, pois como bem mostram os resultados apresentados neste documento, as condicionantes de cálculo da TUST exercem impacto significativo sobre as tarifas do sistema, preço de viabilidade dos projetos e na competitividade de projetos de diferentes fontes energéticas.

## 7.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) BRASIL. Lei nº 9.427/1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Brasil.
- (2) ANEEL. Resolução ANEEL nº 281/1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Brasil
- (3) ANEEL. Resolução Normativa nº 117/2004, que altera a sistemática de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Brasil.
- (4) ANEEL. Resolução Normativa nº 267/2007, que estabelece alterações no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST referente aos novos empreendimentos de geração. Brasil.

(5) ANEEL. Resolução Normativa nº 559/2013, que estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Brasil.

(6) ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.726/2020, que estabelece as tarifas e os encargos de transmissão de energia elétrica e a Tarifa de Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional para o ciclo tarifário 2020-2021. Brasil.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**THIAGO DOURADO.** Engenheiro eletricitista formado pela UFRJ em 2003. Obteve os graus de mestre e doutor em Sistemas de Potência pela COPPE/UFRJ em 2005 e 2010, respectivamente. Em 2013, concluiu um MBA em Gerenciamento de Projetos pela FGV. Posteriormente, em 2017, concluiu o curso “Regulation of the Power Sector” oferecido pela Florence School of Regulation. Atua na Superintendência de Transmissão de Energia da EPE desde 2006, exercendo as funções de consultor técnico de 2013 a 2019, e de superintendente adjunto a partir de 2019. Entre 2012 e 2020, coordenou os estudos de planejamento da transmissão na Região Sul do Brasil.

(2) **MARCOS BRESSANE.** Graduado em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da USP, com mestrado em sistemas elétricos de potência pela Washington State University, USA. Funcionário da Empresa de Pesquisa Energética há 16 anos, hoje é o Superintendente de Transmissão de Energia e anteriormente foi Assessor da Diretoria de Estudos de Energia Elétrica, exercendo atividades de coordenação executiva do Plano Decenal de Energia – PDE e de análise de viabilidade técnico-econômica de projetos de expansão da geração/transmissão. Antes da EPE, atuou na engenharia consultiva, nas áreas de concepção, dimensionamento e viabilidade de projetos integrados de geração-transmissão e termoeletricidade-gasodutos.

(3) **MARIANA ANDRADE.** Graduada em Engenharia de Produção pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca – CEFET/RJ em 2007, e em 2021 ingressou como aluna especial do mestrado em Engenharia de Produção na Universidade de São Paulo – USP. Atua na Superintendência de Geração de Energia na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, desde 2013.

(4) **THIAGO IVANOSKI.** Graduado em Engenharia Elétrica pela UFBA, pós-graduado em Engenharia Econômica pela UERJ e MBA em Finanças pelo IBMEC. Atualmente é Superintendente na área de Projetos de Geração da EPE, onde ingressou em 2008. Já atuou como Superintendente-Adjunto, Consultor Técnico e Analista de Pesquisa Energética na área. Dentre outras atividades, trabalha na avaliação de projetos de geração provenientes de todas as fontes energética, na habilitação técnica dos leilões de energia elétrica (inclusive nos sistemas isolados), no desenvolvimento de estudos de hidrelétricas, na elaboração do PDE e na elaboração de estudos técnicos que visam subsidiar o planejamento do setor energético do Brasil.