



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GCR/10

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO – 6**

**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – GCR**

**METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE  
TRANSMISSÃO – A VISÃO DE MERCADO E AVANÇOS SUGERIDOS**

**João Guilherme de C. Costa (\*)  
UNIFEI**

**Armando M. Leite da Silva  
PUC-Rio**

**Zulmar Soares Machado Jr  
UNIFEI**

**João Carlos de O. Mello  
Thymos Energia**

**Xisto Vieira Filho  
ABRAGET**

**Rodolpho L. Lima  
UNIFEI**

**RESUMO**

Este trabalho faz uma análise da Metodologia Nodal, atualmente utilizada na tarifação do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil. O estudo identifica as principais carências do modelo vigente e apresenta propostas para o seu aprimoramento, visando uma sinalização mais justa e coerente para os participantes do mercado de energia elétrica. Todos os desenvolvimentos são ilustrados a partir da aplicação de um algoritmo computacional, denominado Programa TUST, ao Sistema Interligado Nacional - Caso 2014/2015. Os resultados obtidos permitem validar o algoritmo através de comparações com o Programa Nodal, e demonstrar que os critérios propostos promovem uma alocação transparente e compatível com a real utilização da rede de transmissão pelos agentes.

**PALAVRAS-CHAVE**

Alocação de custos, mercado de energia elétrica, metodologia Nodal, tarifa de transmissão.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Nos anos 1990, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por uma modificação estrutural em seu arcabouço jurídico, objetivando promover a competição entre os participantes e atrair investimentos para o setor. A partir do princípio de “concorrência onde for possível e regulação onde for necessário”, o SEB foi dividido nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Enquanto a geração prevê a concorrência pelo atendimento do mercado consumidor, a transmissão e a distribuição apresentam características de monopólio natural, sendo que especialmente a transmissão requer capital intensivo e prazos mais longos para o retorno dos investimentos. A Lei 9.074/95 [1] introduziu o modelo regulatório e uma série de princípios como o direito de escolha do fornecedor por algumas classes de consumidores e o livre acesso à rede de transmissão, mediante o ressarcimento do custo de transporte. Assim, geradores e consumidores passaram a assumir, respectivamente, os custos de transporte da energia produzida e adquirida. A Lei 9.427/96 [2] definiu como atribuição da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, fixar os critérios para cálculo do preço de transporte da energia. Posteriormente, a Lei 9.648/98 [3] estabeleceu que a compra e venda de energia elétrica deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, cabendo à ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

De acordo com o Decreto 2.655/98 [4], as tarifas de transmissão devem: (i) assegurar tratamento não discricionário aos usuários da rede; (ii) garantir a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão; (iii) estimular novos investimentos em expansão; (iv) induzir o uso racional do sistema, e; (v) minimizar os custos de ampliação e utilização dos sistemas elétricos. As condições de contratação, uso e conexão à transmissão foram estabelecidas pela Resolução ANEEL 281/99 [5], que definiu a Metodologia Nodal para cálculo de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Em seguida, a Resolução ANEEL 282/99 [6] fixou os parâmetros a serem utilizados no Programa Nodal, que implementou tal metodologia. As tarifas nodais de transmissão foram então estruturadas em duas par-

celas: (i) uma componente tipo selo postal, em que os usuários pagam o mesmo valor em R\$/MW, independentemente de seu uso produzir efeitos positivos ou negativos sobre a rede, e; (ii) uma componente locacional, que considera o local (nó) em que o agente se conecta ao sistema de transmissão.

No cálculo da TUST, são considerados fatores de sensibilidade que variam com a topologia da rede, carga e geração. Nesse método, em uma subestação escolhida para geração ou consumo, o agente deve pagar uma tarifa que depende do quanto sua geração ou consumo sobrecarrega ou alivia a rede. Por exemplo, a componente locacional tende a fazer com que a tarifa de um gerador seja alta em uma área onde haja excesso de geração e baixo consumo. Assim, a TUST nodal deve incentivar a localização de uma usina próxima aos centros de carga. O principal objetivo da TUST é ratear os custos devidos aos investimentos realizados pelas empresas de transmissão na Rede Básica, remunerados pela Receita Anual Permitida (RAP). Os geradores, consumidores e distribuidoras contratam a injeção ou a retirada de um valor de potência, em MW, denominado Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), e pagam um valor, em R\$/MW, a título de TUST sobre os valores contratados. Os encargos de transmissão são pagos mensalmente, independentemente de o gerador ter, ou não, injetado energia vendida, ou de o consumidor ter, ou não, utilizado a energia adquirida.

A definição de tarifas para o serviço de transmissão requer desenvolvimento, validação de metodologias e o constante aperfeiçoamento dos aspectos de valoração dos custos de transmissão, devido à importância dos seus sinais econômicos para o mercado. Atualmente, muitos fatores têm motivado a elaboração de propostas para uma nova regulamentação. Entre eles, cita-se a ocorrência de tarifas elevadas para participantes, em princípio, bem posicionados na rede, como os geradores termelétricos, instalados em áreas predominantemente consumidoras. O objetivo deste trabalho é, portanto, avaliar alternativas para a metodologia de cálculo da TUST que demonstrem maior consistência econômica à representação dos ativos de geração termelétrica do SIN. Para isso, apresenta-se uma metodologia [7]-[10] para o cálculo de tarifas nodais e seu respectivo programa computacional. A ideia é avaliar critérios com embasamento técnico para justificar o tratamento diferenciado aos geradores termelétricos, já que, em função das especificidades do Sistema Interligado Nacional (SIN), a metodologia Nodal não vem sinalizando adequadamente a melhor posição desses agentes. Após a descrição da formulação matemática da metodologia, apresentam-se aplicações numéricas com o SIN – Caso 2014/2015, para ilustrar os novos conceitos propostos.

## 2.0 - METODOLOGIA TUST

### 2.1 Fluxo de Potência Linear

De acordo com as equações do modelo linear DC [11], tem-se:

$$P = B' \theta \quad (1)$$

onde  $P$  é o vetor ( $nb \times 1$ ), com a potência ativa injetada em cada barra em pu;  $\theta$  é o vetor ( $nb \times 1$ ) com o ângulo de fase da tensão de cada barra em radianos e  $B'$  é a matriz ( $nb \times nb$ ), tal que

$$B'_{ik} = -B_{ik} \quad \text{e} \quad B'_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{nb} B_{ik} \quad (2)$$

onde  $B_{ik}$  é a parte imaginária do termo  $i-k$  da matriz de admitância nodal em pu. Como  $B'$  é singular, (1) é indeterminado. Contudo, pode-se eliminar qualquer equação e adotar a barra correspondente como referência angular. Assim, obtêm-se um sistema não singular com  $nb-1$  equações, que permite determinar os ângulos das tensões das  $nb-1$  barras restantes em função de suas injeções de potência ativa. A solução deste sistema é dada por:

$$\theta = (B')^{-1} P \quad (3)$$

Embora a notação tenha sido mantida,  $P$ ,  $\theta$  e  $B'$  presentes em (1) são diferentes dos utilizados em (3), onde devem ser suprimidos os termos da barra de referência. Os fluxos nos  $nl$  circuitos podem ser determinados por:

$$F = DCXP \quad (4)$$

onde  $F$  é o vetor ( $nl \times 1$ ) com o fluxo de potência ativa em cada circuito em pu;  $D$  é a matriz diagonal ( $nl \times nl$ ) com a susceptância de cada circuito em pu;  $C$  é uma matriz ( $nl \times nb$ ) que descreve a conectividade da rede (e.g., se  $j$  é uma linha entre as barras  $i$  e  $k$ ,  $C_{ji} = +1$  e  $C_{jk} = -1$ );  $X$  é a inversa da matriz de, preenchida com zeros na linha e coluna relativas à barra de referência e  $P$  é o vetor ( $nb \times 1$ ) com a injeção de potência ativa de cada barra em pu. Observe que (1) pode ser reescrita como:

$$F = \beta P \quad \text{onde} \quad \beta = DCX. \quad (5)$$

Como (5) é linear, a matriz  $\beta$  contém as sensibilidades dos fluxos nos  $nl$  circuitos em relação às  $nb$  injeções de potência ativa, quando suas variações são absorvidas na barra de referência. Matematicamente:

$$\beta = \frac{\partial F}{\partial P}. \quad (6)$$

## 2.2 Encargos de Transmissão

Assim como a metodologia Nodal do SEB/SIN [12], a formulação proposta (denominada metodologia TUST) resulta da combinação entre um método marginal de longo prazo e o selo, para alocar o custo total da transmissão ( $CTT$ ) ou receita anual permitida (RAP) entre geradores e cargas, em uma proporção predefinida para cada classe. Na metodologia Nodal, essa proporção é fixada em 50:50%, enquanto a metodologia TUST permite que os valores sejam escolhidos, dando maior flexibilidade ao método. Outra característica interessante é a possibilidade de oferecer um tratamento diferenciado às linhas de interligação [9], que têm importância fundamental para o sucesso da operação interligada do sistema, já que promovem a integração energética entre os parques de geração. Por desempenharem funções estratégicas para o benefício de todos os agentes, é possível definir que seus custos sejam rateados por selo, i.e., sem caráter locacional.

O  $CTT$  pode ser decomposto em até três parcelas, com base em dois possíveis critérios: (i) Critério 1: Neste caso, os custos das interligações são alocados da mesma forma que os dos demais circuitos, e; (ii) Critério 2: Mais adequado aos sistemas interligados, este critério determina que os custos das interligações (ou quaisquer outros circuitos que desempenhem funções de interesse sistêmico) sejam alocados à parte, por exemplo, via selo.

Ao se adotar o Critério 1, os encargos atribuídos a cada gerador e carga são compostos por:

- Parcela Locacional, que corresponde ao encargo relativo à capacidade utilizada dos circuitos. O custo da capacidade utilizada destes elementos, denominado  $CTU$ , é alocado por tarifas locais, i.e., que consideram a posição dos participantes na rede. A princípio, cada barra possui uma tarifa locacional diferente;
- Parcela Selo, que resulta da aplicação do selo postal na alocação do custo da capacidade não utilizada dos circuitos, denominado  $CTN$ . Como o rateio por selo não considera a posição dos participantes, as tarifas correspondentes a este custo são iguais em todas as barras.

Como neste critério não se faz distinção entre interligações e circuitos internos, a soma entre  $CTU$  e  $CTN$  resulta no custo total do sistema de transmissão,  $CTT$ , que equivale à RAP. Logo, pelo Critério 1:

$$CTT = CTU + CTN . \quad (7)$$

Ao se optar pelo Critério 2,  $CTU$  e  $CTN$  deverão englobar os custos dos circuitos internos dos subsistemas. Neste caso, além de  $CTU$  e  $CTN$  (que terão valores inferiores aos do Critério 1), há uma terceira parcela:

- Parcela de Interligação, que corresponde à quota de cada gerador ou carga sobre o custo total (da capacidade utilizada e capacidade não utilizada) das linhas de interligação. Este custo é denominado  $CTI$ .

Assim, de acordo com o Critério 2, tem-se:

$$CTT = CTU + CTN + CTI . \quad (8)$$

Apesar de ter sido mantida a notação, as parcelas  $CTU$  e  $CTN$  consideradas no Critério 2 incluem apenas os custos dos circuitos internos, sendo, portanto, menores que as representadas no Critério 1, que consideram os custos de todos os circuitos (internos e interligações).

## 2.3 Formulação Matemática

### 2.3.1 Alocação do $CTU$ : Parcela Locacional

A tarifa marginal [9] de uma barra  $i$  é definida como

$$\pi_i = \frac{\partial CTU}{\partial P_i} \quad (9)$$

que corresponde à variação no custo da capacidade utilizada do sistema de transmissão, provocada pela variação marginal na injeção de potência ativa da barra  $i$ , quando esta é absorvida na barra de referência. O vetor de tarifas iniciais tem dimensão  $1 \times nb$  e pode ser calculado por

$$\pi = CT \times DT \times \beta \quad (10)$$

onde  $CT$  é o vetor ( $1 \times nl$ ) com os custos, em R\$, a serem recuperados anualmente em cada circuito e  $DT$  é a matriz diagonal ( $nl \times nl$ ), cujo termo  $j$ - $j$  corresponde ao inverso da capacidade (em MW) do circuito  $j$ . No Critério 1, o vetor  $CT$  deve conter os custos de todos os circuitos. No Critério 2, os elementos de  $CT$  correspondentes às interligações devem ser nulos, pois seu custo será alocado à parte. Combinando (10) e (5), conclui-se que:

$$\pi \times P = \sum_{i=1}^{nb} \pi_i \times P_i = \sum_{j=1}^{nl} CT_j \times DT_j \times F_j = CTU . \quad (11)$$

Portanto, se as tarifas marginais fossem aplicadas diretamente sobre os valores de geração e carga do ponto de operação considerado, seria recuperado o custo da parcela utilizada do sistema de transmissão, i.e.,  $CTU$ .

As tarifas calculadas por (10) dependem da escolha da barra de referência usada na análise de fluxo de potência e na montagem da matriz  $\beta$ , e, por isso, são chamadas de tarifas “iniciais” ou “sem ajuste”. Contudo, para que o método seja transparente e imparcial, a escolha da barra de referência não deve influenciar a alocação dos custos. Esta dependência pode ser eliminada com a adição de uma constante às tarifas marginais de todas as barras. Na modelagem do fluxo de potência linear, a soma dos elementos do vetor  $P$  é nula. Assim, observe que:

$$\pi_0 \times P = \sum_{i=1}^{nb} m \times P_i = m \times \sum_{i=1}^{nb} P_i = 0 \quad (12)$$

onde  $\pi_0$  é um vetor ( $1 \times nb$ ) de elementos constantes iguais a  $m$ . A adição deste ajuste às tarifas iniciais é tal que

$$(\pi + \pi_0) \times P = \pi \times P = \sum_{i=1}^{nb} (\pi + \pi_0) \times P_i = CTU \quad (13)$$

A inclusão do ajuste não afeta o custo recuperado, que permanece igual ao  $CTU$ . O valor de  $m$  é calculado para que o  $CTU$  seja dividido na proporção desejada entre geração e carga. Sendo  $PROP_G$  o percentual dos custos atribuído à geração, e  $PG$  e  $PC$  os vetores de geração e carga do ponto de operação, pode-se determinar [9]:

$$m = \frac{-\pi \times (\rho \times PG + PC)}{\rho \times \sum_{i=1}^{nb} PG_i + \sum_{i=1}^{nb} PC_i}, \quad \text{onde } \rho = \frac{100 - PROP_G}{PROP_G}. \quad (14)$$

Por exemplo, para dividir o  $CTU$  meio a meio entre geração e carga, faz-se  $PROP_G = 50\%$ , que implica  $\rho = 1$  e:

$$m = \frac{-\pi \times (PG + PC)}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i + \sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (15)$$

Desenvolvendo (15), pode-se mostrar que  $m$  corresponde à média ponderada das tarifas iniciais, com pesos iguais aos montantes totais de geração despachada e carga em cada barra. Os vetores de tarifas “com ajuste”, aplicáveis sobre os valores de potência gerada e consumida do ponto de operação, são então:

$$\pi_G^{CTU} = \pi + \pi_0 \quad \text{e} \quad \pi_C^{CTU} = -(\pi + \pi_0). \quad (16)$$

As tarifas calculadas por (16) independem da escolha da barra de referência e recuperam o  $CTU$ . Por serem relacionadas à posição dos participantes na rede, são chamadas “tarifas locacionais”. A aplicação do ajuste  $m$  corresponde à adoção de uma barra de referência virtual, cujo posicionamento considera os valores de geração despachada e carga de cada barra. A referência virtual tende a se aproximar da região com maior concentração de geração e carga (soma entre geração e carga em módulo), e, conseqüentemente, as barras eletricamente próximas da referência apresentarão tarifas mais baixas que as barras mais distantes da mesma.

### 2.3.2 Alocação do CTN: Parcela Selo

A capacidade não utilizada se deve a fatores como: (i) dimensionamento da rede com base na carga-pico, fazendo com que os circuitos operem com carregamentos inferiores à sua capacidade em grande parte do tempo; (ii) margens de segurança para atendimento de critérios de adequação estática (e.g., N-1) e estabilidade; (iii) erros de planejamento devido a incertezas, e; (iv) natureza indivisível dos investimentos em linhas e transformadores, fazendo com que inicialmente estes equipamentos operem com carregamentos reduzidos. Diferentemente da alocação do  $CTU$ , que busca quantificar o uso da rede pelos participantes, o  $CTN$  representa o custo da capacidade de transmissão disponível para uso no futuro. Neste caso, o selo com base em carga-pico e geração instalada é interessante, pois não se conhece antecipadamente como tal capacidade será usada. Logo, os encargos dos geradores e cargas são calculados como o produto da geração instalada e carga-pico pelas constantes:

$$k_G^{CTN} = \frac{CTN / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i^{instalada}} \quad \text{e} \quad k_C^{CTN} = \frac{CTN / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (17)$$

O valor a ser rateado como  $CTN$  depende do critério adotado para a alocação dos custos das interligações. Se for escolhido o Critério 1, o  $CTN$  deve representar o custo da capacidade não utilizada de todos os circuitos, i.e.

$$CTN = CTT - CTU. \quad (18)$$

Pelo Critério 2, deve-se considerar apenas o custo da capacidade não utilizada dos circuitos internos, i.e.

$$CTN = CTT - CTU - CTI \quad (19)$$

onde  $CTI$  é obtido pela soma dos custos totais (receitas anuais permitidas) dos circuitos de interligação e  $CTU$  é o custo da parcela utilizada dos circuitos internos de cada subsistema.

### 2.3.3 Alocação do *CTI*: Parcela de Interligação

Se for usado o Critério 2, o rateio do *CTI* pode ser feito por selo. Neste caso, os encargos dos geradores e cargas resultam, respectivamente, do produto entre sua capacidade instalada e carga-pico pelas tarifas constantes:

$$k_G^{CTI} = \frac{CTI / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i^{instalada}} \quad \text{e} \quad k_C^{CTI} = \frac{CTI / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (20)$$

### 2.3.4 Encargos e Tarifas Finais

Por serem aplicáveis a bases de potência distintas (i.e., capacidade instalada e potência despachada), as tarifas relativas ao *CTU*, *CTN* e *CTI* não podem ser somadas para dar origem à tarifa final do gerador. Contudo, pode-se calcular o encargo total do participante e dividi-lo por uma potência de referência, e.g., capacidade instalada, obtendo-se assim a tarifa final (equivalente) do mesmo. Este procedimento pode ser utilizado também para calcular a tarifa equivalente para agentes que possuam geradores conectados em barras diferentes do sistema.

## 2.4 Alocações Negativas

A componente selo da tarifa é sempre positiva, pois representa o rateio de um custo através de uma proporção de valores de geração ou carga. Contudo, a parcela locacional pode ser positiva ou negativa, já que o aumento marginal na injeção de uma barra pode provocar o aumento ou a redução do *CTU*. Geradores em centros de consumo e cargas em áreas geradoras tendem a apresentar encargos negativos, pois reduzem os fluxos nos circuitos. Embora essa sinalização esteja coerente, a manutenção de tarifas negativas faz com que alguns participantes obtenham receita por estarem conectados à rede, fazendo com que a soma dos encargos pagos pelos demais seja superior ao *CTT*. O algoritmo de eliminação de alocações negativas consiste na identificação do custo total alocado negativamente e sua redistribuição via selo entre os participantes que efetivamente pagam pela transmissão. Assim, os agentes que inicialmente tiveram alocações negativas ficam com tarifa nula, enquanto os demais obtêm reduções do encargo inicial. A metodologia permite aplicar este algoritmo antes ou depois do rateio do *CTN*. Se o procedimento for aplicado após o rateio dessa parcela, os participantes bem posicionados na rede poderão se beneficiar dos encargos locacionais negativos para reduzir total ou parcialmente seus encargos do tipo selo. Por outro lado, ao se aplicar o procedimento diretamente sobre a parcela locacional, impede-se que os benefícios advindos do bom posicionamento sejam usados no abatimento da parcela selo. Com isso, garante-se que os participantes paguem, no mínimo, os encargos referentes ao *CTU* e ao *CTI*, alocadas por selo.

## 2.5 Representação das Perdas na Transmissão

Os desenvolvimentos anteriores consideram um ponto de operação obtido por fluxo DC, onde a geração e a carga do sistema são iguais. Contudo, em redes de grande porte, o total de perdas na transmissão faz com que o despacho do modelo DC se distancie muito da condição real. Uma melhora significativa nos resultados é obtida com a representação das perdas de cada linha como cargas extras em suas barras terminais [11]. O detalhamento matemático da inclusão deste modelo na formulação da metodologia TUST é descrito em [7].

## 2.6 Algoritmo

1. Efetuar a leitura dos dados elétricos, condição de despacho e dados de custos de transmissão;
2. Escolher o critério para alocação de custos em sistemas interligados;
3. Decidir se haverá eliminação de alocações negativas e escolher o modelo (antes ou depois do selo);
4. Calcular o fluxo DC com perdas a partir do despacho informado;
5. Com base no ponto de operação do Passo 4, calcular a matriz  $\beta$  por (6) e as tarifas iniciais por (10);
6. Calcular o ajuste  $m$  por (15) e aplicar (16) para obter as tarifas locacionais;
7. Determinar *CTU*, *CTI* e *CTN*, conforme critério escolhido no Passo 2;
8. Calcular, por (17), as tarifas selo responsáveis pela alocação do *CTN*;
9. Caso tenha sido escolhido o Critério 2, efetuar o rateio do *CTI* pelas tarifas obtidas por (20);
10. Executar a verificação e eliminação de alocações negativas conforme o modelo escolhido no Passo 3;
11. Calcular os encargos totais e tarifas finais, aplicáveis às capacidades instaladas e cargas-pico.

A seguir, são apresentadas aplicações numéricas e análises de sensibilidade com o SIN – Caso 2014/2015, utilizando-se o Programa TUST, que implementa os passos descritos no algoritmo.

## 3.0 - APLICAÇÕES COM O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

As aplicações desta seção têm por objetivo: (i) destacar as diferenças entre a metodologia Nodal e a metodologia TUST; (ii) ilustrar as características dos métodos a partir de exemplos com o SIN, e; (iii) avaliar o comportamento das tarifas frente a variações no despacho e critérios para rateio de custos. A Tabela 1 apresenta os quantitativos gerais do SIN – 2014/2015, para o qual a Receita Anual Permitida (RAP) é de R\$ 10.247.255.000,00.

Tabela 1 – Descrição do SIN – Caso 2014/2015

Região	Geração Instalada (MW)	Carga (MW)	Geração Instalada + Carga (MW)	Contribuição
S	20.142,19	15.829,73	35.971,92	18%
SE/CO	63.058,40	52.909,49	115.967,89	56%
NE	14.288,33	13.414,66	27.702,99	14%
N	15.749,90	8.627,65	24.377,55	12%
Total	113.238,82*	90.781,53	204.020,35	100%

\* Deste montante, 20.160,15 MW provêm da geração termelétrica, o que equivale a 17,8% da capacidade instalada do SIN.

### 3.1 Testes Iniciais

Estes testes constam da avaliação de quatro casos. Os casos 1 e 2 utilizam o “despacho proporcional por submercado” [12], em que os geradores de cada região, i.e., S (Sul), SE/CO (Sudeste e Centro-Oeste), NE (Nordeste) e N (Norte), são despachados na proporção de suas capacidades nominais até o suprimento da carga e perdas de sua região. Os casos 3 e 4 utilizam o “despacho proporcional Brasil”, em que os geradores são despachados proporcionalmente às capacidades nominais para o atendimento da carga e perdas do SIN como um todo. As tarifas do Caso 1 (sem uso de FP, i.e., fatores de ponderação<sup>1</sup>) e Caso 2 (com FP) são apresentadas na Tabela 2 para algumas barras de geração hidrelétrica (H) e termelétrica (T). A proximidade entre os resultados mostra que o programa TUST é capaz reproduzir o programa Nodal<sup>2</sup>, validando o algoritmo. No Caso 2, o uso dos fatores de ponderação diminui a amplitude tarifária, já que o sinal locacional fica enfraquecido e, conseqüentemente, aumenta-se a parcela selo, que tende a uniformizar as tarifas. Ressalta-se que o Caso 2 corresponde à regra atual de tarifação da transmissão no Brasil, que considera o despacho proporcional por submercado e o uso de fatores de ponderação. Os resultados dos casos 3 e 4 mostram que as tarifas calculadas pelo programa TUST são sensíveis ao despacho informado, o que não ocorre no programa Nodal, já que este não permite que o despacho seja especificado.

Tabela 2 – Validação do Programa TUST

Região	Barra	Tipo de Usina	Caso 1 – Sem FP		Caso 2 – Com FP		Caso 3	Caso 4
			TUST	Nodal	TUST	Nodal	Sem FP	Com FP
S	3584	H	1,206	1,206	2,989	2,998	0,340	2,361
	8920	T	0,049	0,049	2,788	2,796	0,000	2,015
SE/CO	2045	H	1,651	1,651	3,252	3,251	1,262	2,633
	4051	T	0,000	0,000	1,880	1,894	0,000	1,640
NE	11	H	9,813	9,813	4,890	4,923	9,870	5,879
	138	T	3,291	3,291	2,581	2,613	5,237	4,072
N	52	H	6,833	6,833	3,834	3,865	8,268	5,515
	423	T	5,098	5,098	3,043	3,075	6,164	4,436

### 3.2 Análise de Sensibilidade

Alguns testes apresentados a seguir introduzem novos critérios, i.e., novas possibilidades para o rateio dos custos, além dos critérios 1 e 2 descritos na Subseção 2.3. O objetivo é identificar condições para uma tarifação mais justa e coerente com a localização, próxima à carga, dos geradores termelétricos.

A análise de sensibilidade consiste de 8 testes, cada qual demandando duas aplicações do programa TUST, sendo a primeira sem fatores de ponderação (i.e., com sinal locacional mais forte), e a segunda com fatores de ponderação. Portanto, são feitas 16 avaliações numéricas, definidas como casos. Para facilitar a percepção do impacto de cada teste, calcula-se a tarifa média<sup>3</sup> dos geradores termelétricos por região e para o SIN. Os resultados são apresentados na Tabela 3, onde a última coluna mostra a diferença entre o encargo total dos geradores termelétricos no caso em questão e o encargo total dos mesmos na condição atual do Setor Elétrico Brasileiro (Caso 2).

<sup>1</sup> Os fatores de ponderação (FP) [12] foram introduzidos na metodologia Nodal para atenuar o sinal locacional dado pelas tarifas iniciais. A aplicação desses fatores consiste na multiplicação de cada linha  $j$  da matriz  $\beta$  pela relação entre o fluxo de potência e a capacidade do circuito  $j$ , o que diminui o  $CTU$  e aumenta o  $CTN$ .

<sup>2</sup> Os programas Nodal e TUST são diferentes no que se refere ao ajuste das tarifas. Enquanto o programa TUST aloca o  $CTU$  em função das potências despachadas e o  $CTN$  em função das capacidades nominais dos geradores, o programa Nodal considera as capacidades nominais para alocar as duas parcelas. Um estudo comparativo entre os programas é desenvolvido em [7].

<sup>3</sup> A tarifa média é obtida ponderando-se as tarifas finais de cada usina por sua capacidade instalada, o que corresponde a tomar o encargo total atribuído aos geradores termelétricos e dividi-lo pela soma das capacidades instaladas das usinas termelétricas.

Tabela 3 – Resultados da Análise de Sensibilidade

Caso	FP	Despacho	Observação	Tarifa Média dos Termelétricos R\$/kWh.mês					Diferença para o Caso 2 (1000 R\$/mês)
				S	SE/CO	NE	N	Brasil	
1	Não	Proporcional por Submercado	-	1,049	0,650	5,439	4,738	2,256	-11.282,30
2	Sim		<b>Modelo atual</b>	<b>2,597</b>	<b>2,426</b>	<b>3,341</b>	<b>5,012</b>	<b>2,815</b>	0,00
3	Não	Proporcional Brasil	-	0,000	0,592	6,601	10,465	2,594	-4.456,59
4	Sim		-	1,871	2,081	4,747	8,748	3,062	4.972,77
5	Não	N-NE Importador	-	2,639	2,591	3,467	7,107	3,019	4.100,63
6	Sim		-	1,770	0,732	3,278	10,297	1,997	-16.492,54
7	Não	Proporcional Brasil	Geração com 25% da RAP	0,000	0,261	3,033	4,529	1,176	-33.042,06
8	Sim		Geração com 25% da RAP	0,167	0,362	2,898	5,677	1,259	-31.386,24
9	Não	Proporcional Brasil	Isenção das interligações	0,081	0,923	4,514	6,049	2,008	-16.270,26
10	Sim			1,851	2,135	3,637	6,514	2,682	-2.682,18
11	Não	Proporcional Brasil -30% das térmicas	-	0,000	0,551	4,531	7,910	1,880	-18.847,04
12	Sim		-	1,816	2,132	3,989	7,505	2,814	-37,22
13	Não	Prop. Submercado -30% das térmicas	-	0,024	0,774	4,070	6,361	1,806	-20.343,35
14	Sim		-	2,195	2,393	3,502	5,810	2,806	-190,58
15	Não	Proporcional Brasil -30% das térmicas	Isenção das interligações	0,002	0,905	2,989	4,485	1,486	-26.792,97
16	Sim			1,733	2,104	3,104	5,686	2,462	-7.124,97

A Tabela 3 mostra que as menores tarifas para a geração termelétrica (sombreamento mais claro) são encontradas nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste. No Nordeste, as tarifas são intermediárias, enquanto o Norte apresenta a maior média tarifária (sombreamento mais escuro). Isso se deve à proximidade da referência virtual às regiões S e SE/CO, que juntas detêm  $18\% + 56\% = 74\%$  do total de geração e carga do SIN, como visto na Tabela 1.

Os casos 5 e 6 utilizam uma condição denominada despacho Norte-Nordeste Importador, obtida a partir do despacho Proporcional Brasil, seguido do deslocamento de 3 GW de geração das usinas de Tucuruí e Paulo Afonso para Itaipu, Itumbiara e Marimbondo. A Figura 1 mostra que, no despacho Proporcional Brasil, a região agregada N-NE é exportadora de 2,08 GW, enquanto no despacho N-NE Importador, recebe 0,92 GW da região agregada SE/CO-S. Os resultados refletem uma sinalização coerente com a nova condição da região N-NE, que, ao se tornar importadora, passa a oferecer tarifas mais baixas de geração (FP inativo) que nos casos 3 e 4.

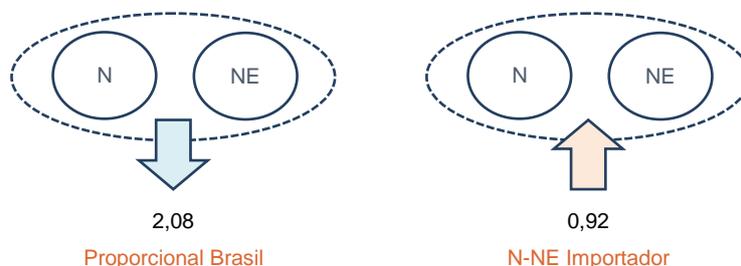


Figura 1 – Despacho Proporcional Brasil e Norte-Nordeste Importador.

Os casos 7 e 8 ilustram quedas acentuadas nas tarifas com a redução da proporção de rateio da RAP entre geração e carga dos atuais 50:50% para 25:75%. A redução das tarifas inclui todas as modalidades de geração.

Nos casos 9 e 10, as termelétricas não participam do rateio da parcela da RAP referente às linhas de interligação, que passam a ser divididos meio-a-meio entre a geração hidrelétrica e a carga, os maiores responsáveis pelo intercâmbio energético entre subsistemas. O custo total das interligações, i.e., 1.059.977,84 R\$/ano, equivale a aproximadamente 10% da RAP. Assim, a maioria das tarifas médias dos geradores termelétricos diminui. Por outro lado, as tarifas de alguns geradores termelétricos bem posicionados na rede podem aumentar, pois estes aliviam o uso das interligações, o que resulta encargos negativos com relação às mesmas.

Nos casos 11 a 16, avalia-se o impacto da redução dos despachos das usinas termelétricas no ponto de operação considerado para o cálculo tarifas nodais. Tal redução pode ser justificada pelo fato das termelétricas serem despachadas apenas nos horários de ponta ou períodos secos, utilizando a rede de transmissão durante menos tempo que as usinas que operam na base da curva de carga. Como resultado, observam-se reduções nos encargos dos geradores termelétricos, bastante significativas nos casos em que o sinal locacional está plenamente ativado. Em particular, o Caso 15 traz benefícios tarifários para os geradores termelétricos nas 4 regiões do SIN.

A partir dos valores apresentados na Tabela 3, podem-se destacar os seguintes pontos:

- A desativação dos fatores de ponderação reduz o encargo dos geradores termelétricos em aproximadamente 11,28 milhões de Reais por mês, implicando uma economia de 20% do total pago com os critérios atuais;
- De uma forma geral (20 entre 32 casos), o uso de fatores de ponderação eleva as tarifas médias dos geradores termelétricos. Isso ocorre porque tais fatores enfraquecem o sinal locacional, impedindo que o bom posicionamento dos geradores termelétricos seja refletido nas suas tarifas, que tendem a ficar mais uniformes;
- Na quase totalidade dos casos (à exceção do Caso 16), o uso de fatores de ponderação reduz a tarifa média dos geradores termelétricos da região Nordeste e eleva os das demais regiões;
- A isenção dos geradores termelétricos quanto ao pagamento dos encargos referentes às interligações (casos 9 e 10) também resulta em reduções no encargo total, com economias de 16,27 e 2,68 milhões de Reais por mês, respectivamente, sem e com o uso de fatores de ponderação;
- A redução dos despachos dos geradores termelétricos para fins de tarifação e a utilização do sinal locacional pleno (i.e., sem fatores de ponderação) resulta em reduções no encargo total dos mesmos em relação ao valor de referência (Caso 2). Note que a redução de 30% a partir do despacho proporcional por submercado (Caso 13) implica uma diminuição de 20,34 milhões de Reais por mês para os geradores termelétricos;
- A combinação entre a redução do despacho dos geradores termelétricos em 30% e sua isenção quanto ao pagamento dos encargos das interligações (Caso 15) resulta em uma economia de 26,79 milhões de Reais por mês no encargo total dos mesmos, quando não se utilizam fatores de ponderação. Neste caso, as tarifas médias dos geradores termelétricos de todas as regiões são sempre menores que as encontrados no Caso 2, obtidas com a Metodologia Nodal atual.

#### 4.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma análise das tarifas de transmissão do SIN, com foco na participação dos geradores termelétricos. A avaliação dos resultados obtidos permite extrair as seguintes conclusões gerais:

- Atualmente, a tarifa média aplicada aos geradores termelétricos é inferior às das demais fontes, o que confirma, em termos médios, o melhor posicionamento dos geradores termelétricos na rede;
- Os fatores de ponderação enfraquecem o sinal locacional e prejudicam a percepção da metodologia Nodal quanto ao bom posicionamento dos geradores termelétricos. Os resultados mostram que o desligamento desses fatores resulta na redução de aproximadamente 20% do encargo total dos geradores termelétricos;
- Ao analisar as tarifas por região, nota-se que, devido ao posicionamento da referência virtual mais próximo às regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul (detentoras de 3/4 do total de geração e carga do Brasil), as tarifas médias dos geradores termelétricos dessas regiões são as menores do SIN. Consequentemente, as regiões Nordeste e Norte apresentam atualmente as tarifas médias mais altas para a geração termelétrica;
- A Metodologia TUST constitui uma ferramenta transparente e flexível para a alocação dos custos de transmissão do SIN, apresentando características como: (i) decomposição da RAP em duas parcelas de custo, sendo a primeira referente à capacidade efetivamente utilizada da rede, e a segunda, referente à sua capacidade ainda disponível; (ii) Possibilidade de representar múltiplos despachos, o que permite tarifar a transmissão com base nos diferentes cenários de utilização da rede em função da hidrologia, e; (iii) possibilidade de oferecer tratamento diferenciado às linhas de interligação.

Testes realizados com o programa TUST mostraram que critérios com embasamento técnico, como a redução dos despachos dos geradores térmicos e sua isenção no rateio dos custos das interligações, podem aprimorar a sinalização locacional da metodologia Nodal, sem que grandes alterações precisem ser feitas em sua formulação.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Presidência da República, Lei No. 9074/95, 7 de julho de 1995.
- [2] Presidência da República, Lei No. 9427/96, 26 de dezembro de 1996.
- [3] Presidência da República, Lei No. 9648/98, 27 de maio de 1998.
- [4] Presidência da República, Decreto No. 2655, 2 de julho de 1998.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução No. 281, 1º de outubro de 1999.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução No. 282, 1º de outubro de 1999.
- [7] Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL, Tema 3/2008, “Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão”, Relatórios 1 a 8, 2011.
- [8] J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, L.H.L. Lima, Z.S.M. Júnior, C.R.R. Dornellas, J.C.O. Mello, A.C.R. Guimaraes, R.A. Lima, “Tarifação do Uso da Transmissão no Brasil: Análise, Aprimoramento e Generalização da Metodologia Nodal”, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [9] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, e L.H.L. Lima, “A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No 2, pp. 740–748, maio 2013.
- [10] J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, L.H.L. Lima, Z.S.M. Júnior, C.R.R. Dornellas, J.C.O. Mello, “Precificação Nodal do Uso de Sistemas de Transmissão Considerando Múltiplos Despachos e a Identificação de Zonas Tarifárias”, XXII SNPTEE, 2013.
- [11] A. Monticelli, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, Ed. Edgard Blücher, 1983.
- [12] ANEEL, Programa de Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico TUST<sub>RB</sub>, TUST<sub>FR</sub> e TUSD<sub>G</sub>, Versão 5.1, junho 2014.

## 6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos associados da ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas, que patrocinaram este trabalho de investigação no cálculo das tarifas de transmissão.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**João Guilherme de Carvalho Costa** nasceu em Pouso Alegre, MG, em 1975. Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), em 1998, 2000 e 2003, respectivamente. Iniciou na carreira docente em 2004 e atualmente é Professor Associado do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE) da UNIFEI. É membro do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis) e do Colegiado do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da UNIFEI, Campus de Itajubá.



**Armando M. Leite da Silva** nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 1954. Graduou-se em Engenharia Elétrica (EE) pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 1975. Recebeu os títulos de Mestre (M.Sc.) em EE pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) em 1977 e Ph.D. em EE pela University of Manchester (UMIST, UK) em 1980. Trabalhou no Depto. de EE (DEE) da PUC-Rio como Professor Titular até 1994. De 1990 a 1991 foi pesquisador visitante na Divisão de Pesquisa da Ontario Hydro, no Canadá. Entre 2003 e 2004 atuou como pesquisador visitante na Unidade de Sistemas de Energia, no INESC-Porto, em Portugal. Entre 1994 e 2014, foi Professor Titular do ISEE, UNIFEI, Itajubá, MG. Em 2014, retornou ao DEE da PUC-Rio como Professor Titular. É Pesquisador 1A do CNPq desde 1994 e Fellow do IEEE desde 2000. Recebeu vários os prêmios, entre eles: “Sebastian Z. de Ferranti Award” (IEEE/IET Power Division, UK) em 1992, “PMAPS Merit Award” (PMAPS International Society) em 2010, IEEE PES Technical Committee Prize Paper Award em 2011 e IEEE PES Roy Billinton Power System Reliability em 2012, todos por contribuições na área de métodos probabilísticos aplicados em sistemas elétricos de potência.



**Zulmar S. Machado Jr.** nasceu em Governador Valadares, MG, em 1974. Graduou-se em Engenharia Elétrica (EE) pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 1997, mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação (2000) e doutorado em EE (2005), ambos pela COPPE-UFRJ. Trabalhou como pesquisador no CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2006-2007) e como engenheiro sênior no ONS (2007-2010). Atualmente é Professor do ISEE da UNIFEI. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: simulação no domínio do tempo, análise de região de segurança, controle aplicados a sistemas de potência e modelagem orientada a objeto.



**João Carlos de Oliveira Mello** nasceu em Niterói, RJ, em 1960. Recebeu os títulos de Engenheiro, Mestre em Ciências e Doutor em Ciências, todos em Engenharia Elétrica, pela PUC-Rio em 1983, 1988 e 1994, respectivamente. Iniciou sua carreira como Engenheiro da MONASA Consultoria e Projetos no Rio de Janeiro até 1985, quando se transferiu para a THEMAG Engenharia onde permaneceu até 1989. A partir de 1989, atuou como pesquisador do CEPEL, onde foi Coordenador do Programa de Planejamento e Operação Elétrica. Entre 2000 e 2012, foi Sócio-diretor da Andrade & Canellas Consultoria, tendo atuado na área de Comercialização e Estudos, onde foram desenvolvidos vários projetos envolvendo diversos órgãos do setor elétrico nacional (MME, ONS, CCEE, ANEEL, etc.). É, atualmente, Sócio Presidente da Thymos Energia Consultoria.



**Xisto Vieira Filho** é atualmente diretor-presidente da ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas. Atuou na coordenação de várias atividades de operação do sistema no GCOI pela ELETROBRÁS. Foi diretor-geral do CEPEL e de Engenharia da ELETROBRÁS. Foi também secretário de energia no MME. Na sequência, tornou-se diretor na El Paso no Brasil. Mais recentemente, foi diretor na MPX (atualmente ENEVA), e depois se tornou sócio da empresa ePositiva.



**Rodolpho Lopes Lima** nasceu em São Paulo, SP. Graduou-se em EE pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP, em 2013. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Potência. Atualmente é aluno regular de mestrado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Itajubá.