

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

TARIFICAÇÃO ZONAL DO USO DA TRANSMISSÃO APLICADA A SISTEMAS ELÉTRICOS INTERLIGADOS

JÉSSICA F. MACEDO TALARICO (1); ARMANDO M. LEITE DA SILVA (2); ZULMAR S. MACHADO Jr. (3);
LENILSON VEIGA MATTOS (1); JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA (3);
ONS (1); PUC-Rio (2); UNIFEI (3)

RESUMO

Este trabalho apresenta uma nova metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) que, incorporada à metodologia Nodal, possibilita a identificação de barras que apresentam características similares, de modo a determinar zonas tarifárias no Sistema Interligado Nacional (SIN). São aplicados os algoritmos *K-Means* e *Spectral Clustering* para a identificação de tais zonas e feitas análises de sensibilidade no intuito de avaliar a qualidade dos agrupamentos. Nas análises, é possível constatar que a tarifação zonal contribui para a identificação de regiões que apresentam melhor sinalização locacional para a conexão de novos usuários, colaborando, assim, para a utilização racional do sistema de transmissão.

PALAVRAS-CHAVE

Tarifas de transmissão; Precificação nodal; Tarifação zonal; *Spectral Clustering*; Agrupamento *K-Means*.

1.0 INTRODUÇÃO

No Brasil, os usuários do SIN, i.e., geradores, consumidores e concessionárias de distribuição de energia elétrica, têm de pagar pelo uso dos equipamentos de transmissão disponibilizados pelas transmissoras detentoras destes ativos. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu por meio da Resolução Normativa nº 281/1999, posteriormente substituída pela Resolução Normativa nº 559/2013, a Metodologia Nodal como base de cálculo das TUST que são aplicadas aos usuários da rede. As TUST são publicadas anualmente, por meio da emissão de Resolução Homologatória, e seu período de vigência se inicia em 1º de julho e termina em 30 de junho do ano seguinte, denominado ciclo tarifário.

A TUST é constituída por duas parcelas: locacional e selo. A parcela locacional reflete o uso efetivo da rede por cada agente participante, medindo o impacto da injeção de potência marginal de uma barra nos equipamentos do sistema. Já a parcela selo consiste num valor constante a todos os usuários que garantirá a remuneração da porção não utilizada da rede. Tendo em vista que a parcela locacional da TUST é baseada em uma solução de fluxo de potência, as tarifas finais das barras que se encontram próximas eletricamente tendem a ser similares, tornando-se interessante sua identificação e classificação em regiões tarifárias.

O objetivo deste trabalho consiste no estudo de um método alternativo para o estabelecimento das TUST, que visa agrupar usuários que possuam características semelhantes do ponto de vista tarifário e elétrico em zonas tarifárias (1). Neste sentido, cada zona tarifária apresentará um único valor de tarifa, calculado como a média das tarifas finais dos usuários pertencentes àquela região, ponderada por seu Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). Para tanto, serão comparados os métodos de agrupamento *K-Means* e *Spectral Clustering*, bem como avaliados modelos matemáticos para auxiliar na escolha do número ideal de zonas tarifárias. Adicionalmente, serão apresentadas análises de sensibilidade considerando variações de despacho, topologia, e a evolução tarifária ao longo do tempo, de forma a avaliar o comportamento dos agrupamentos realizados.

2.0 METODOLOGIA NODAL PARA TARIFICAÇÃO DO USO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

De acordo com (2), o critério adotado para cálculo das TUST no Brasil parte da premissa de que cada usuário da rede de transmissão, carga ou geração, deve arcar de forma individual pelos custos que provoca. Neste sentido, cada ponto de conexão terá um valor de TUST, referente à remuneração dos investimentos realizados pelas transmissoras nos equipamentos pertencentes à Rede Básica. Neste trabalho, além do agrupamento aplicado à metodologia Nodal na forma convencionada pela ANEEL, será estudado o agrupamento de barras em zonas tarifárias tendo como base a metodologia de cálculo de tarifas desenvolvida em (3)-(5), que possui uma maior flexibilidade para

trabalhar com diferentes tipos de despachos. Em ambos os métodos, a tarifa final de uso do sistema de transmissão é formada por duas parcelas: locacional e selo.

A parcela locacional da tarifa nodal da barra j de um sistema com nl e circuitos e nb barras é definida como:

$$\pi_j = \frac{\partial CTU}{\partial P_j} = \sum_{i=1}^{nl} \frac{CT_i}{\bar{f}_i} \times \beta_{ij} \times F_{pond_i} = \sum_{i=1}^{nl} CT_i \times \beta_{ij} \times \frac{F_i}{\bar{f}_i^2} \quad (1)$$

onde CTU – custo total utilizado da transmissão (\$/T); P_j – injeção de potência na barra j ; CT_i – custo do circuito i (\$/T); \bar{f}_i – capacidade do circuito i (MW); β_{ij} – termo i - j da matriz de sensibilidade obtida por fluxo de potência DC; $F_{pond_i} = \frac{F_i}{\bar{f}_i}$ – fator de ponderação do carregamento do circuito i , e; F_i – fluxo no elemento i do sistema (MW).

Por meio das tarifas locais é possível remunerar o Custo Utilizado da Transmissão (CTU). Desse modo, para recuperar o Custo Total da Transmissão (CTT), i.e., a Receita Anual Permitida (RAP), é necessário definir o custo de remuneração da capacidade ainda disponível dos equipamentos da rede, denominado CTN .

$$CTN = CTT - CTU \quad (2)$$

A metodologia *Pro Rata* (Selo) foi definida para o rateio do CTN entre os usuários, na proporção de 50% do custo para os agentes de geração e 50% para os agentes de consumo. A parcela selo da tarifa nodal é determinada por:

$$k_g = \frac{CTN/2}{\sum_{j=1}^{nb} PG_j^{instalada}} \quad (3)$$

$$k_c = \frac{CTN/2}{\sum_{j=1}^{nb} PC_j} \quad (4)$$

onde: $PG_j^{instalada}$ – capacidade instalada na barra j (MW) e; PC_j – potência demandada na barra j (MW).

Para o Programa Nodal, a tarifa final de uso do sistema de transmissão é calculada somando as parcelas selo e locacional das tarifas. Já na metodologia de cálculo do Programa TUST (3) não é possível somar diretamente estas parcelas, visto que estas são aplicadas a bases de potência diferentes, i.e., potência instalada ou despachada. Deste modo, é necessário calcular o encargo total para cada gerador e dividi-lo por sua capacidade instalada, de forma a obter a tarifa final que irá recuperar o CTT .

3.0 TARIFAÇÃO ZONAL

Para a identificação das zonas tarifárias num sistema de transmissão, foram implementadas as técnicas de clusterização *K-Means* (KM) e *Spectral Clustering* (SC), que serão explicadas a seguir.

3.1 Método *K-Means*

O método KM (6) tem como objetivo identificar grupos em um dado conjunto de observações, tendo como base a quantidade de grupos, ou *clusters* k em que se deseja dividir as N observações. O centroide de um cluster corresponde à média das observações pertencentes a este *cluster*, daí o nome *K-Means* atribuído a essa metodologia. A classificação das observações em *clusters* é feita comparando-se a distância euclidiana entre cada observação e cada centroide, classificando-as como pertencentes ao *cluster* cujo centroide está mais próximo.

3.2 Método *Spectral Clustering*

O método SC, ou clusterização espectral (7) e (8) é fundamentado em Teoria de Grafos. A técnica realiza o particionamento dos dados em grupos, baseando-se nos atributos presentes em suas conexões. Para representar um sistema de transmissão como um grafo, as barras correspondem aos vértices e os circuitos (linhas de transmissão, etc.) correspondem às arestas (7)-(9). O algoritmo SC pode ser descrito como:

Passo 1: Montagem da Matriz de Adjacência A , que relaciona os vértices de um grafo de acordo com o peso ou atributo da conexão entre eles (7)-(10);

Passo 2: Calcula-se a Matriz de Laplace L do grafo (7)-(10);

Passo 3: Calculam-se os primeiros k autovetores $\{v_1, v_2, \dots, v_k\}$ relacionados aos primeiros autovalores $\{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k\}$ da matriz de Laplace do sistema e monta-se a matriz $U \in R^{n \times k}$, formada pelos autovetores $\{v_1, v_2, \dots, v_k\}$;

Passo 4: Finalmente, é aplicado o algoritmo KM considerando cada linha da matriz U como um ponto em R^k , com o intuito de efetuar o agrupamento do conjunto de dados em k *clusters*.

3.3 Escolha dos Atributos das Conexões

O algoritmo SC é flexível no que tange à determinação dos atributos que medem a similaridade ou peso das conexões entre as arestas. Qualquer função pode ser utilizada como medida de similaridade entre as barras e inserida na matriz de Laplace que subsidiará o processo de clusterização.

A representação de um sistema de transmissão como um grafo permite a consideração da topologia da rede no processo de clusterização. Considerando que o foco deste trabalho é propor que a tarifação do uso da transmissão se dê por meio de zonas, optou-se por utilizar uma função que levasse em conta o valor das tarifas locais das barras do sistema como atributo das conexões. Neste sentido, a função escolhida para medir a similaridade tarifária entre os agentes baseia-se na distância entre as tarifas locais das barras, inspirada em (9).

$$\begin{aligned} m &= \max |\pi_i^{\text{local}} - \pi_j^{\text{local}}| \\ w_{ij} &= m - |\pi_i^{\text{local}} - \pi_j^{\text{local}}| + 1 \\ &\quad \forall (i, j) \in E \end{aligned} \quad (5)$$

Dessa forma, primeiramente calcula-se o máximo valor de distância tarifária entre todas as barras, que é subtraído do módulo da distância tarifária entre cada conjunto de duas barras. Este artifício é utilizado de modo que a função meça um valor maior de similaridade quanto menor seja a distância tarifária entre duas barras. O valor 1 é somado à função de modo que a função w não obtenha valor nulo, o que representaria a ausência de conexão entre barras.

4.0 RESULTADOS

4.1 Comparação Entre os Métodos *K-Means* e *Spectral Clustering* na Definição de Zonas Tarifárias

A Figura 1 apresenta as tarifas locais de geração das barras pertencentes à Rede Básica do SIN, tendo como base seus valores reais de latitude e longitude, bem como as interligações do sistema. Para tanto, foi utilizado o programa Nodal e o caso base oficial para cálculo das TUST do ciclo tarifário 2020-2021.

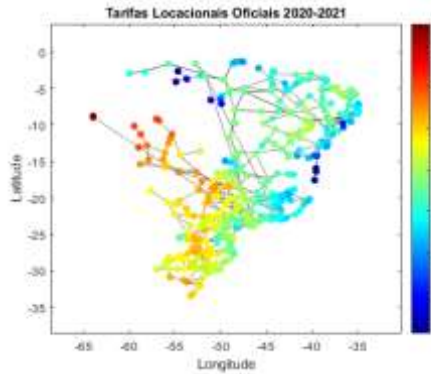


Figura 1 - Tarifas locais (geração) calculadas para o SIN referentes ao ciclo tarifário 2020-2021.

Para a identificação do número ideal de zonas tarifárias para se dividir o SIN, foi escolhido o método *Elbow* (11) ou método do Cotovelo. O método Elbow parte do princípio de que existe um número ótimo de k clusters no processo de agrupamento e que, a partir deste número, a adição de clusters não contribuirá significativamente na representação de uma determinada amostra. Para tanto, é preciso ter uma função que meça a qualidade do agrupamento, que deverá ser avaliada a cada número de zonas em que se divide o sistema. Assim, o algoritmo de clusterização deverá ser processado várias vezes a fim de se obter um resultado visual que ampare a escolha de k .

Neste estudo, foram utilizadas duas métricas para avaliar a qualidade da clusterização: SSE (*Sum of Squared Errors*) (12), que calcula a soma dos quadrados das diferenças entre as tarifas de cada barra em relação ao centroide da zona a que elas pertencem, e; SDA (Soma das Distâncias dos Atributos), que mede a soma das distâncias entre as barras de um mesmo cluster utilizando os atributos ou pesos entre as ligações como parâmetros. Quanto menor for o SSE ou o SDA, maior a similaridade entre os elementos de um mesmo cluster.

$$SSE = \sum_{k=1}^K \sum_{x_i \in S_k} \|x_i - C_k\|^2 \quad (6)$$

$$SDA = \sum_{k=1}^K \sum_{i \in S_k} \sum_{j \in S_k} D_{ij} \quad (7)$$

onde: K – número de *clusters*; k – índice que representa o *cluster* ou a zona tarifária; i, j – índices de cada barra; x_i – valor de tarifa calculado para cada Barra i ; S_k – zona tarifária correspondente ao cluster de índice k ; C_k – centroide de cada *cluster* k ; D_{ij} – menor distância entre as barras i e j , e; S_k – zona tarifária correspondente ao índice k .

O gráfico da Figura 2 exibe o cálculo do SSE para 100 execuções do algoritmo KM, bem como do algoritmo SC.

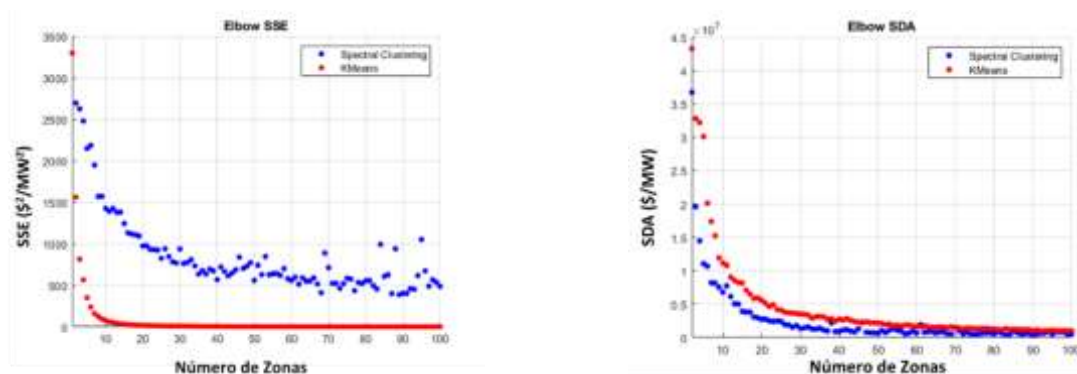


Figura 2 – Elbow do SSE e SDA para o SIN

Comparando as duas metodologias, verifica-se que as SSE calculadas para o KM tendem a se anular mais rapidamente que as calculadas para o SC. Este fato é esperado, visto que o foco do KM é agrupar com base apenas nos valores tarifários, enquanto o SC considera também a topologia no agrupamento. O comportamento ruidoso obtido no SC reflete esta característica de otimização de dois atributos: a distância tarifária e a conectividade entre as barras. Para o gráfico das distâncias SDA, a situação se inverte e o método SC alcança valores próximos a zero mais rapidamente do que o KM. Isto ocorre porque o KM não leva em consideração a distância entre as barras no agrupamento, classificando inclusive barras de subsistemas diferentes em uma mesma zona tarifária.

Para definição automática do número de zonas tarifárias, optou-se pela aplicação do método *Knee* (13) em conjunto ao método *Elbow*. O *Knee* baseia-se na ideia de que o ponto de máxima curvatura ou “joelho” de um grupo de dados corresponde aproximadamente ao valor de máximo local se a curva de dados for rotacionada θ graus, no sentido horário com relação à reta formada pelos pontos (x_{\min}, y_{\min}) e (x_{\max}, y_{\max}) . Desse modo, é possível encontrar o número de clusters ideal em que, a partir do qual, não existam ganhos significativos em se aumentar o número de zonas tarifárias do sistema. A Tabela 1 apresenta os resultados finais por método.

Método	Nº Ideal de Zonas Tarifárias (SSE)	Nº Ideal de Zonas Tarifárias (SDA)
KM	9	12
SC	22	9

Tabela 1 – Número Ideal de Zonas Tarifárias dos Métodos KM e SC

Considerando que o método *Knee* indicou 9 e 12 como números ideais de zonas para o KM e 22 e 9 para o SC, foi escolhido $k = 12$ para o KM e $k = 22$ para o SC. O resultado final do agrupamento com base nestes valores pode ser visto Figura 3. Os grafos foram plotados utilizando o número de zonas como parâmetro, de modo que haja um espaçamento fixo entre as zonas tarifárias que cada uma delas seja representada por uma cor diferente.

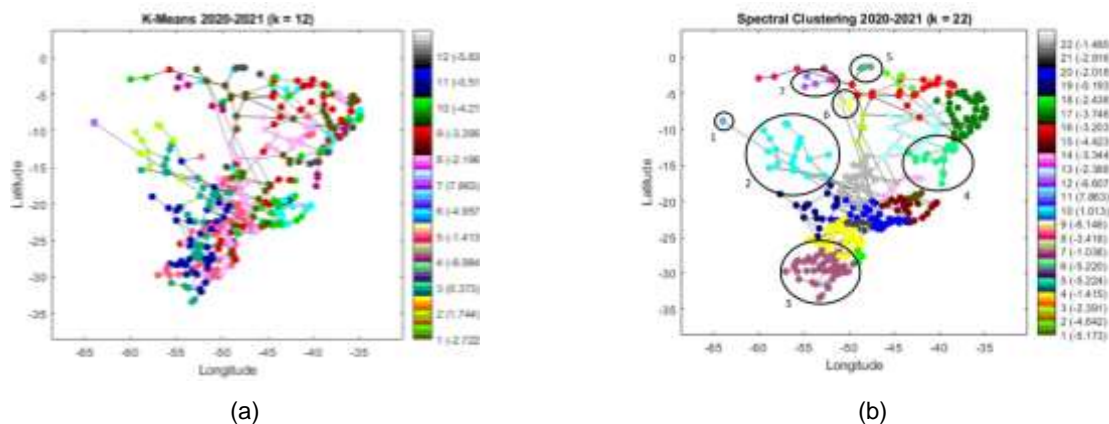


Figura 3 - Agrupamento das tarifas locais do SIN para o KM (a) e o SC (b).

A Figura 3 (a) demonstra que o agrupamento via KM para $k = 12$ apresenta regiões tarifárias indefinidas, cujas barras estão dispersas tanto do ponto de vista elétrico quanto geográfico e, por este motivo, será desconsiderado das próximas análises. Já o agrupamento via SC apresenta zonas tarifárias bem definidas, com características elétricas e geográficas similares. Alguns exemplos de agrupamento da Figura 3 (b) foram destacados de modo a demonstrar a sensibilidade do algoritmo SC no processo de clusterização:

1. A barra referente à coletora Porto Velho, situada em Rondônia, foi agrupada separadamente, pois o valor de sua tarifa é muito maior que o restante do país;
2. A região do Mato Grosso possui tarifas locais altas devido à alta presença de usinas geradoras, como por exemplo, o Complexo Teles Pires, além de contar com a presença de pouca carga. Por este motivo o grafo das tarifas locais oficiais aparece destacado nas cores amarelo e laranja, o que foi devidamente identificado pelo método SC e agrupado na zona tarifária em azul claro, cujo centroide é 1,013;
3. Destaca-se a zona de cor lilás, localizada no Sul do Brasil, que conta com as barras do Rio Grande do Sul e algumas de Santa Catarina. É interessante notar como a questão geográfica foi bem delimitada nesta zona;
4. Outro ponto a ser destacado foi o agrupamento da região litorânea da Bahia, que possuía valores de tarifa baixos, com algumas barras apresentando a cor azul escuro no grafo das tarifas locais oficiais;
5. É interessante notar também o comportamento do método SC no agrupamento de barras conectadas de forma radial, conforme destacado no círculo de número 5 no grafo, localizado no Pará;
6. A zona representada pelo círculo número 6 foi ressaltada, pois as tarifas locais eram mais baixas que as de barras adjacentes. O método foi capaz de identificar este comportamento e agrupá-las numa zona à parte;
7. O mesmo fato que ocorreu no círculo de número 6, também ocorreu no número 7. O conjunto de barras conectadas de forma radial e com tarifas destoantes do restante das barras foi agrupado numa zona exclusiva.

4.2 Análise de Sensibilidade a Diferentes Despachos

Para avaliar a sensibilidade do algoritmo de clusterização a diferentes despachos, foi utilizado o Programa TUST (1), (3)-(5) para cálculo das tarifas locais e o caso base do Plano Decenal de Expansão de Energia – Ciclo 2008-2017 da EPE, ciclo tarifário 2014-2015, denominado aqui de Caso Original.

Atualmente, a metodologia Nodal utilizada pela ANEEL no cálculo das TUST utiliza a premissa de despacho proporcional por submercado. Isto significa que as unidades geradoras são despachadas de forma proporcional até o atendimento pleno da carga de cada submercado do SIN. Consequentemente, o fluxo nas interligações entre os subsistemas tende a zero. Na realidade, as interligações possuem papel fundamental no atendimento das cargas de todo o país, sendo comum a ocorrência de intercâmbio entre subsistemas exportadores para subsistemas importadores de energia elétrica ao longo do ano. A seguir serão apresentados os dois cenários de sensibilidade utilizados neste estudo.

Cenário 1: Considera o Despacho Proporcional Brasil, que consiste em despachar as usinas de forma proporcional até o atendimento pleno de toda carga do país. Desse modo, as interligações entre subsistemas são utilizadas de forma mais próxima da realidade e seu custo é dividido entre os usuários na proporção de 50:50% via selo.

Cenário 2: Considera, além do Despacho Proporcional Brasil, a condição em que a região Norte-Nordeste importa energia elétrica da região Sul-Sudeste-Centro-Oeste e é denominado Despacho Norte-Nordeste Importador, conforme (14). Neste cenário são deslocados 3 GW das usinas de Tucuruí e Paulo Afonso para as usinas de Itaipu, Itumbiara e Marimbondo.

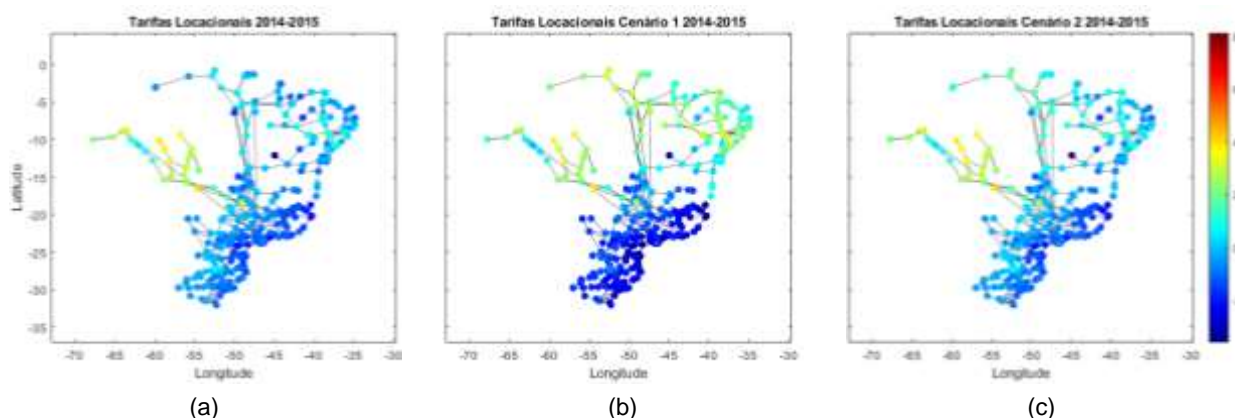


Figura 4 - Tarifas locais do SIN no ciclo 2014-2015, cenários: (a) Original, (b) 1 e (c) 2.

Em seguida são comparados os resultados do agrupamento em zonas tarifárias do Cenário Original \times Cenário 1 \times Cenário 2.

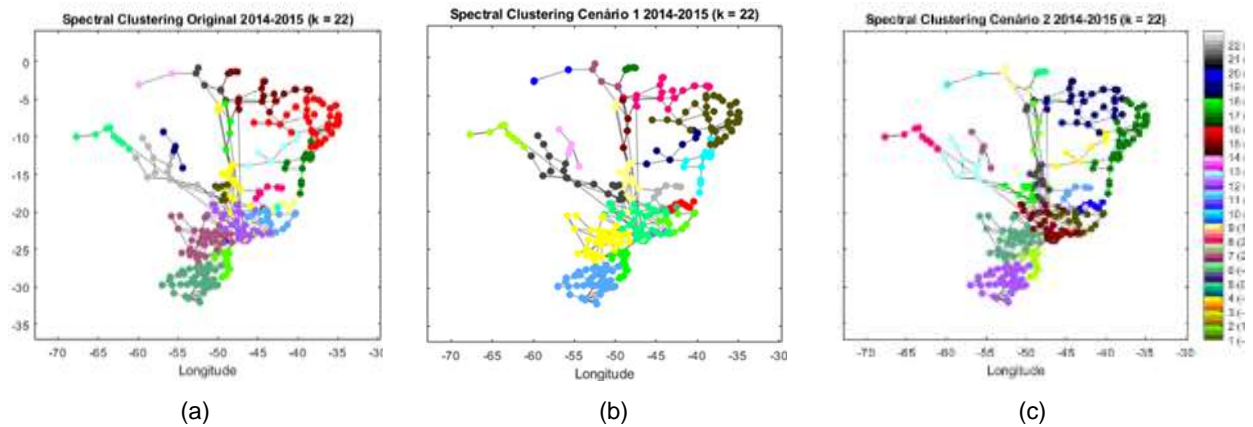


Figura 5 – Agrupamento das tarifas locais do SIN no ciclo 2014-2015, cenários: (a) Original, (b) 1 e (c) 2.

É possível notar na Figura 4 (a) e (b) que a mudança de despacho proposta no Cenário 1 em comparação ao Caso Original, impactou de forma global as tarifas do SIN, aumentando as tarifas locais nas regiões Norte e Nordeste e reduzindo nas regiões Sul e Sudeste. Como o processo de clusterização leva em consideração a diferença tarifária entre uma barra e outra no momento da criação das zonas, caso as tarifas aumentem ou diminuam juntas, não há impacto nos grupos formados e sim nos valores dos centroides.

No Cenário 2, em comparação com o Cenário 1, ao tornar a região N-NE importadora, suas tarifas diminuem, enquanto as tarifas no S-SE-CO aumentam. Este comportamento é esperado visto que o N-NE conta com menos capacidade de geração, que foi deslocada para a região S-SE-CO. Analisando a região Nordeste, pode-se observar que a mudança no despacho teve um impacto local nas tarifas, o que foi percebido pelo método SC, que agrupou o litoral do Nordeste em uma única zona, conforme Figura 5 (c).

4.3 Análise de Sensibilidade a Alterações de Topologia

O caso base utilizado para o estudo refere-se aos dados oficiais da ANEEL que subsidiaram o cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão do ciclo 2020-2021, tendo como referência o Programa Nodal. A seguir são apresentados os cenários de sensibilidade 3 e 4 aplicados na região Nordeste devido ao grande potencial de geração eólica, e por esse subsistema possuir conexões com grande capacidade de transmissão.

Cenário 3: Abertura do circuito duplo Campina Grande III – Ceará-Mirim 2 500 kV representado na Figura 6 (a).

Cenário 4: Abertura do circuito duplo Campina Grande III – Ceará-Mirim 2 500 kV em conjunto com a abertura do circuito duplo Ceará Mirim – Extremoz 230 kV representado na Figura 6 (b).



Figura 6 - Diagrama do SIN com destaque no circuito duplo da LT Campina Grande III – Ceará Mirim 2 500 kV e no circuito duplo da LT Ceará Mirim 2 – Extremoz 230 kV, respectivamente, disponibilizado no site do ONS.

Para comparar os casos estudados, foi plotado o grafo do SIN contendo a diferença entre as tarifas locais do Cenário 3 \times Original e Cenário 4 \times Original para cada barra. O resultado é apresentado na Figura 7. Pode-se notar que tanto no Cenário 3 quanto no Cenário 4 houve um aumento significativo das tarifas no estado do Rio Grande do Norte, cujas barras apresentam valor amarelo e laranja no grafo Cenário 3 \times Original e apresentam valores vermelhos no grafo Cenário 4 \times Original. Isto ocorre porque há uma grande concentração de usinas eólicas conectadas nestas barras, cuja energia era escoada pelos circuitos que foram abertos na análise de sensibilidade. Desse modo, ao abrir os circuitos, há um excesso de geração nesta região que se reflete em suas tarifas locais. Em contrapartida, há uma diminuição das tarifas locais na região litorânea do Nordeste, que possui muita carga e deixou de ser

atendida pelos circuitos desconectados, tornando-se um bom lugar para a conexão de novas unidades geradoras. Conforme esperado, as alterações nos valores das tarifas são refletidas no agrupamento realizado pelo método SC, que pode ser verificado na Figura 8.

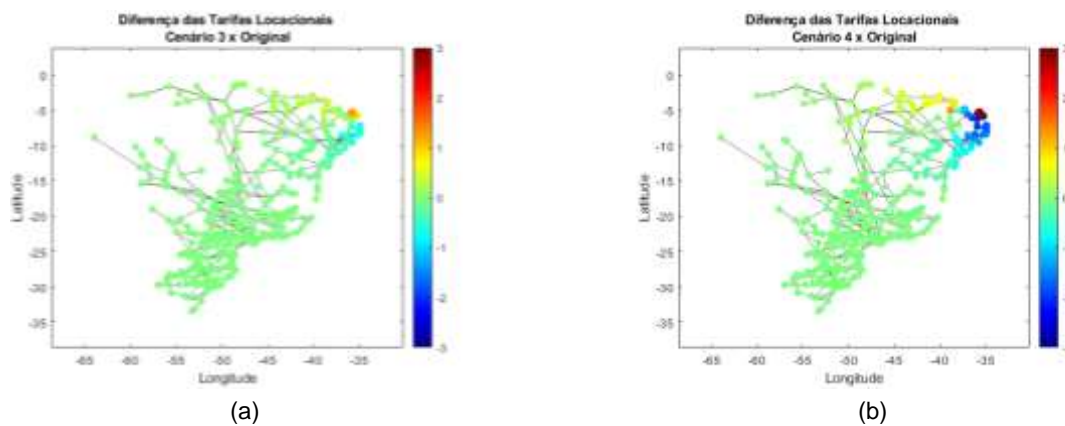


Figura 7 - Diferença das tarifas locais calculadas do Cenário 3 \times Original (a) e Cenário 4 \times Original (b).

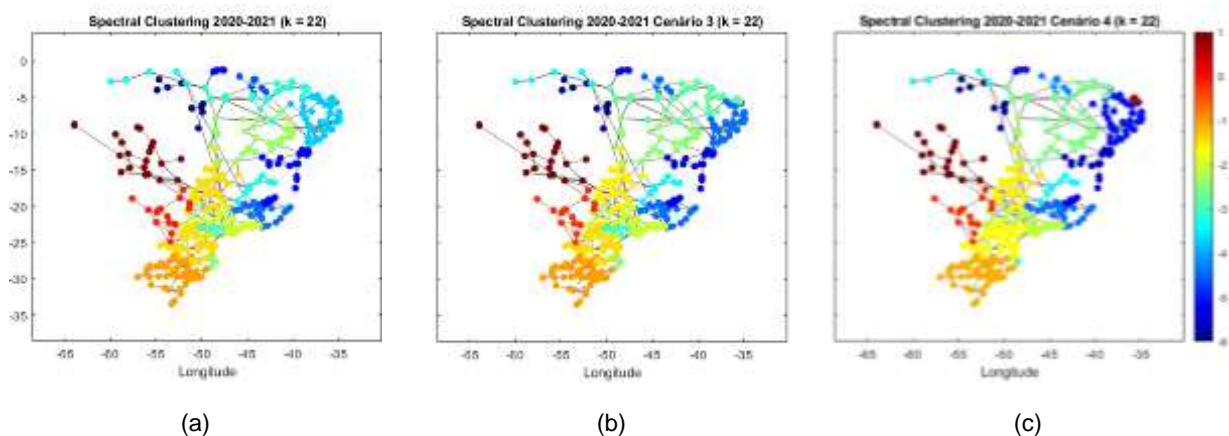
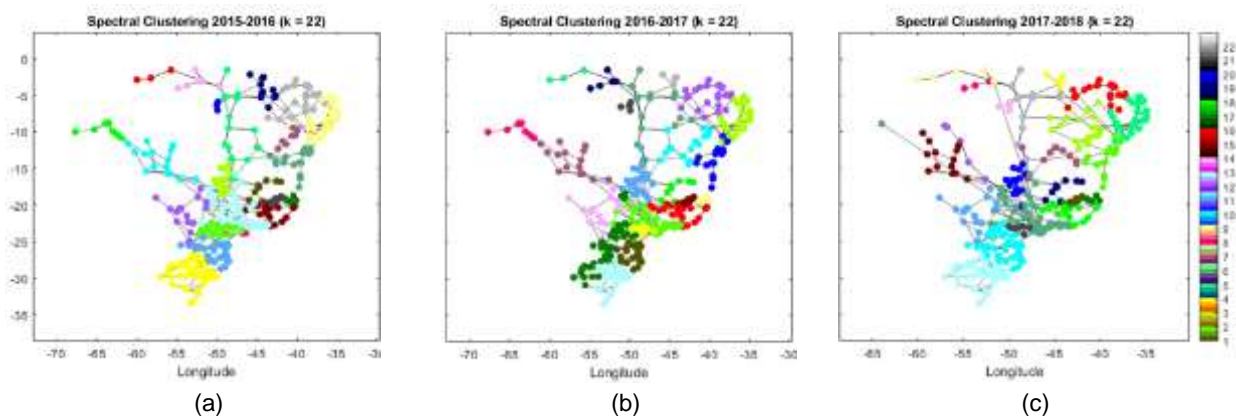


Figura 8 - Agrupamento das tarifas locais via método SC para diferentes cenários de topologia do SIN.

Comparando o Cenário Original e o Cenário 3, nota-se que, com a desconexão do circuito duplo Campina Grande III – Ceará-Mirim 2 500 kV, houve uma divisão entre clusters no Nordeste exatamente no ponto de desconexão desta LT. Já no Cenário 4, o impacto foi ainda mais expressivo, onde as barras pertencentes ao Rio grande do Norte cuja energia deixou de ser escoada formaram um único cluster, com tarifas significativamente mais altas.

4.4 Análise de Sensibilidade Temporal

De modo a possibilitar a análise do agrupamento ao longo do tempo, foi utilizado o programa Nodal para calcular as tarifas locais das barras do SIN com base nos casos que subsidiaram a publicação “oficial” das TUST referente aos ciclos 2015-2016 até 2020-2021. O resultado do agrupamento via método SC, considerando 22 zonas tarifárias, é mostrado na Figura 9.



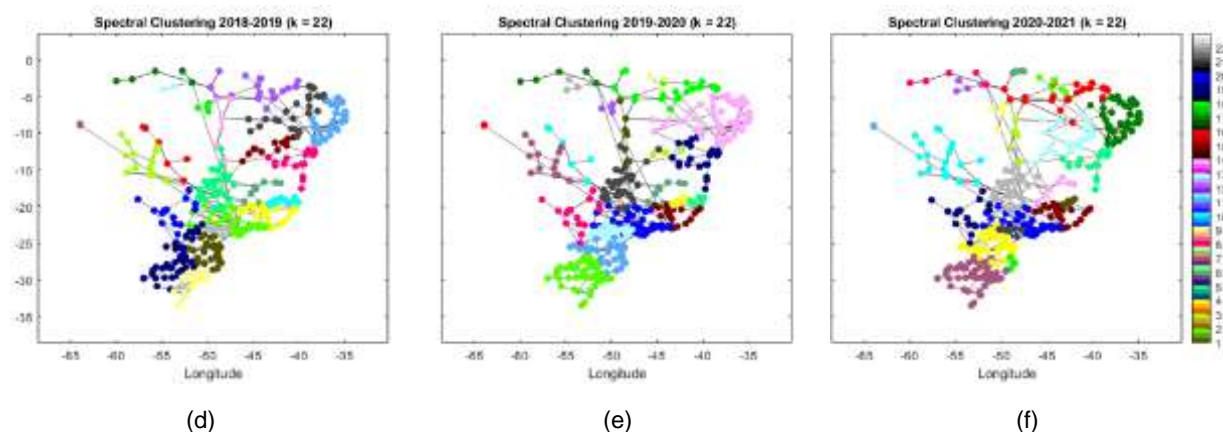


Figura 9 – Resultado do Agrupamento SC para os ciclos tarifários: (a) 2015-2016, (b) 2016-2017, (c) 2017-2018, (d) 2018-2019, (e) 2019-2020, (f) 2020-2021.

Pode-se notar na Figura 9, que, apesar de os valores das tarifas mudarem ao longo dos anos, as barras que compõem as zonas tarifárias apresentam certa reincidência, demonstrando a existência de regiões com características similares no SIN.

5.0 CONCLUSÃO

A classificação do SIN em zonas tarifárias de transmissão (ZTT) uniformiza o processo de alocação de custos destas regiões. Ao dividir um sistema de grande porte em ZTT, a interpretação da sinalização locacional gerada pelas tarifas locais torna-se mais clara.

Os métodos de clusterização *K-Means* (KM) e *Spectral Clustering* (SC) foram avaliados neste trabalho para amparar a identificação das ZTT no sistema acadêmico IEEE-RTS e no SIN. O método KM mostrou-se insuficiente para a identificação das zonas tarifárias, apresentando *clusters* com barras localizadas distantes eletricamente. Enquanto o método SC foi capaz de identificar zonas tarifárias coerentes com a localização das barras no sistema, sendo possível alocá-las em regiões bem definidas, compostas por barras interconectadas.

Para a definição do número correto de ZTT foram utilizados modelos matemáticos com base no método *Elbow*. Considerando a minimização das distâncias entre as tarifas das barras e o centroide de respectiva sua zona e a minimização das distâncias entre as barras de um mesmo cluster, obteve-se o número 22 de zonas tarifárias a ser considerado no SIN, referente ao caso base do ciclo tarifário 2020-2021.

Adicionalmente, foram realizadas análises de sensibilidade a mudanças de despacho, alterações de topologia e evolução dos casos base ao longo dos anos. De posse das simulações realizadas, pode-se concluir que o algoritmo SC foi capaz de refletir em seu agrupamento as mudanças tarifárias decorrentes dos casos de sensibilidade analisados.

Conclui-se que o modelo de tarifação zonal resulta num compartilhamento dos custos pelos usuários de cada zona e na simplificação na identificação das regiões que apresentam uma melhor sinalização locacional de conexão aos agentes, contribuindo para a utilização racional do sistema de transmissão.

Nas análises, foi possível constatar que a tarifação zonal consiste em uma boa alternativa para representação de um sistema de transmissão de grande porte como o SIN, contribuindo para a simplificação da identificação de regiões que apresentem uma melhor sinalização locacional para a conexão de novos usuários, colaborando, assim, para a utilização racional do sistema de transmissão.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CARVALHO COSTA, J. G.; LEITE DA SILVA, A. M.; LOPES LIMA, L. H.; MACHADO Jr. Z. S.; DORNELLAS, C. R. R.; MELLO, J. C. O. Precificação Nodal do Uso de Sistemas de Transmissão Considerando Múltiplos Despachos e a Identificação de Zonas Tarifárias. XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Brasília, 2013.
- (2) AZEVEDO, A. H. F.; MATTOS, L. V. Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil. São Paulo: Mackenzie, 2012.
- (3) LEITE DA SILVA, A. M.; CARVALHO COSTA, J. G.; LOPES LIMA, L. H. 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, 2013.
- (4) DORNELLAS, C. R. R.; LEITE DA SILVA, A. M.; CARVALHO COSTA, J. G. C.; MACHADO Jr., Z. S.; MELLO, J. C. O.; MARCATO A. L. M. Precificação Nodal do Sistema de Transmissão Brasileiro Considerando Múltiplos

Cenários Hidrológicos. XIV SEPOPE, Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. Recife, Brasil, 2018.

- (5) DORNELLAS, C. R. R.; LEITE DA SILVA, A. M.; CARVALHO COSTA, J. G. C.; MACHADO Jr., Z. S.; MARCATO A. L. M.; MELLO, J. C. O. Precificação da Transmissão Considerando Cenários Hidrológicos e Definição de Zonas Tarifárias. XXV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte, 2019.
- (6) BISHOP, C. M. Pattern Recognition and Machine Learning. New York: Springer, 2006.
- (7) CHUNG, F. R. K. Spectral Graph Theory. Philadelphia: American Mathematical Society, v. 92, 1997.
- (8) NG, A. Y.; JORDAN, M. I.; WEISS, Y. On Spectral Clustering Analysis and an Algorithm. Advances in Neural Information Processing Systems 14, Berkeley, 2001.
- (9) METZDORF, J. Development and implementation of a Spatial Clustering Approach Using a Transmission Grid Energy System Model. Tese - Universität Stuttgart. Stuttgart. 2016.
- (10) TALARICO, J. F. M. Tarifação Zonal do Uso da Transmissão Aplicada a Sistemas Elétricos Interligados. Dissertação de Mestrado, DEE, PUC-Rio, 2021.
- (11) ANTUNES, M.; GOMES, D.; AGUIAR, R. L. Knee/Elbow estimation based on first derivative threshold. IEEE Fourth International Conference on Big Data Computing Service. Bamberg, Germany. 2018.
- (12) MARUTHO, D.; HANDAKA, S. H.; WIJAYA, K.; MULJONO. The Determination of Cluster Number at k-mean using Elbow Method and Purity Evaluation on Headline News. International Seminar on Application for Technology of Information and Communication (iSemantic), Semarang, Indonesia, 2018.
- (13) SATOPÄÄ, V.; ALBRECHT, J.; IRWIN, D.; RAGHAVAN, B. Finding a "Kneedle" in a Haystack: Detecting Knee Points in System Behavior. 2011 31st International Conference on Distributed Computing Systems Workshops, Minneapolis, MN, USA, 2011.
- (14) LEITE DA SILVA, A. M.; CARVALHO COSTA, J. G. C.; MACHADO Jr., Z. S.; MELLO, J. C. O. Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - A Visão de Mercado e Avanços Sugeridos. Thymos Energia - ABRAGET. São Paulo. 2016.

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) **JÉSSICA FELIX MACEDO TALARICO** é Engenheira Eletricista com 7 anos de experiência no setor elétrico e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência pela PUC-Rio (2021). Atua nas áreas de planejamento da operação elétrica e energética do sistema interligado nacional – SIN e conhecimento amplo em regulação do setor elétrico. Atualmente trabalha como Engenheira no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, na área de administração de contratos e contabilização da transmissão.

(2) **ARMANDO M. LEITE DA SILVA** é Doutor em Engenharia Elétrica pelo UMIST, University of Manchester (UK) (1980), Professor Titular do Departamento de Engenharia Elétrica na PUC-Rio, IEEE Life Fellow (2000) e Membro Titular da ANE (Academia Nacional de Engenharia) e ABC (Academia Brasileira de Ciências).

(3) **ZULMAR SOARES MACHADO JUNIOR** é graduado em Engenharia Elétrica pela UFJF (1996), Mestre em Engenharia de Sistemas e Computação (2001) e Doutor em Engenharia Elétrica (2005), ambos pela COPPE-UFRJ. Atualmente, é Professor Associado do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Coordenador do Curso de Especialização em Sistemas Elétricos, Coordenador do Grupo de Engenharia de Sistemas na UNIFEI e IEEE Member.

(4) **LENILSON VEIGA MATTOS** é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro - UERJ - 2001 e Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ - 2005. Trabalha no ONS desde 2000. Atualmente é Engenheiro Especialista I da DTA – Diretoria de TI, Agentes e Assuntos Regulatórios. É responsável pelo apoio técnico à ANEEL na regulação da tarifação de transmissão e pela apuração mensal de serviços e encargos da transmissão.

(5) **JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA** é Doutor em Engenharia Elétrica pela UNIFEI, Professor Titular do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia e Membro do Grupo de Engenharia de Sistemas na UNIFEI.