

ALOCÇÃO DE PMUS PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA ANÁLISE DE OBSERVABILIDADE TOPOLÓGICA

ÍCARO H. HONORATO*, DIEGO GONÇALVES*, MARCO A. R. S. CRUZ†, HELDER R. O. ROCHA†

**Departamento de Computação e Eletrônica
Universidade Federal do Espírito Santo
São Mateus, Espírito Santo, Brasil*

*†Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Espírito Santo
Vitória, Espírito Santo, Brasil*

Emails: icaro.honorato@outlook.com, dieguin.goncalves@hotmail.com, madrsc@yahoo.com, helder.rocha@ufes.br

Abstract— The process of allocation meters, known as Phasor Measurement Units (PMUs) to ensure the observability of transmission networks and distribution of electricity, in order to estimate real-time operating status of these networks has gained importance. The meters allocation planning must consider the network topology, the cost of installing them and network observability guarantee. Based on an observability analysis topology of each network, along with a mathematical model is developed a heuristic that solves the PMUs allocation problem in distribution networks and meta-heuristics that solves this problem for the transmission networks. Both provide the minimum number of PMUs, allocated to the appropriate local network to ensure complete observability. As some transmission networks have in their topologies, branches similar to those of distribution networks, a meta-heuristic is proposed, in order to combine the previous methodologies. Testing IEEE networks are made to validate the proposed methodology.

Keywords— Electric Power Systems, Phasor Measurement Unit, Metaheuristic, Graph Theory.

Resumo— O processo de alocação de medidores, conhecidos como Unidades de Medição Fasorial (UMFs) para garantir a observabilidade das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, com vistas à estimação do estado operativo destas redes tem conquistado importância. O planejamento de alocação de medidores deve considerar a topologia da rede, o custo de instalação dos mesmos e a garantia de observabilidade da rede. Com base em uma análise de observabilidade topológica de cada rede, juntamente com uma modelagem matemática desenvolve-se, uma heurística que resolve o problema de alocação de UMFs em redes de distribuição e uma meta-heurística para as redes de transmissão. Ambas fornecem o número mínimo de UMFs, alocados nos locais apropriados da rede para garantir total observabilidade. Como algumas redes de transmissão possuem, em suas topologias, ramos semelhantes aos de redes de distribuição, uma meta-heurística é proposta, de forma a combinar as metodologias anteriores. Testes com redes IEEE são feitos para validar a metodologia proposta.

Palavras-chave— Sistemas Elétricos de Potência, Unidade de Medição Fasorial, Metaheurística, Teoria dos Grafos.

1 Introdução

A inovação tecnológica, no contexto das redes elétricas, visa a melhoria na prestação dos serviços de geração, transmissão e distribuição. Isto é influenciado pelo aumento do grau de exigência dos consumidores referente à qualidade do serviço prestado e por procedimentos regulatórios estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Surge então, neste contexto, para as concessionárias de energia elétrica, a necessidade de monitorar as redes de transmissão e distribuição, auxiliando, desta forma, a tomada de decisões concernente à manutenção destas redes e tornando mais eficiente a administração do fornecimento de energia.

O monitoramento consiste em coletar um conjunto redundante de medidas, de tensão e corrente, referentes à energia elétrica em trânsito na rede e enviá-las para uma ferramenta de gerenciamento de dados, o Sistema de Controle Supervisório e de Aquisição de Dados (SCSAD). Após a

inserção dos dados no SCSAD, eles serão processados, de forma a obter-se, em tempo real o estado operativo da rede. À este processo atribui-se o nome Estimação de Estado (EE).

Para uma EE apropriada, é necessário o planejamento de um sistema de medição que assegure os seguintes requisitos, descritos em (Rocha et al., 2013):

- Observabilidade: Garantir que medidas de toda a rede elétrica sejam obtidas ;
- Confiabilidade: Possibilitar a detecção, identificação e supressão de erros grosseiros;
- Qualidade: Garantir certo nível de precisão para as grandezas estimadas;
- Robustez: Assegurar que os requisitos anteriores, ainda sejam atendidos mesmo verificando-se indisponibilidade de medidas decorrentes de reconfiguração da rede elétrica, funcionamento inadequado do sistema de aquisição de dados, manutenção, dentre outros fatores.

Para o atendimento apropriado dos requisitos acima, um medidor foi proposto em meados de 1980, e tem conquistado importância no planejamento de sistemas de medição. É conhecido como *Phasor Measurement Unit (PMU)* ou Unidade de Medição Fasorial. Este medidor torna possível a medição direta do ângulo de fase das grandezas de estado, tensão e corrente, permitindo assim que obtenha-se uma visão mais acurada da rede elétrica, (Phadke, 2002).

Este trabalho atua no planejamento de sistemas de medição, visando atender o requisito de observabilidade, que consiste em determinar a quantidade e o posicionamento dos PMUs nas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, para possibilitar a implementação do processo de Estimação de Estado.

Tais redes, devido às suas topologias são, respectivamente, nomeadas de redes em malha e redes radiais. Devido a esta divisão topológica será desenvolvida uma heurística para redes radiais, uma meta-heurística para redes em malha e, após isso, será proposta a combinação destas duas metodologias em uma meta-heurística, tendo em vista que algumas redes em malha possuem ramos radiais em suas topologias. A construção das soluções será baseada na extração de características inerentes à topologia de cada rede elétrica, na formulação do problema e em técnicas de otimização.

Em seguida, a seção 2 exibe trabalhos relacionados à alocação de PMUs para EE. A Análise de Observabilidade é descrita na seção 3. A seção 4 apresenta a formulação do Problema de Alocação de PMUs. Análise de observabilidade para redes radiais e em malha para extração de características do problema são descritas nas seções 5 e 6 respectivamente. A seção 7 elucidada: a heurísticas de alocação de PMUs nas redes radiais, a meta-heurística de alocação de PMUs em redes em malha, e a proposta de uma meta-heurística resultante das soluções desenvolvidas, enquanto os resultados de testes computacionais são discutidos na seção 8. As conclusões pertinentes são apresentadas na seção 9.

2 Trabalhos Relacionados

A alocação de PMUs para EE é um problema de otimização que vem sendo pesquisado, mas na literatura encontram-se mais trabalhos referente ao sistema de transmissão que é fortemente malhado do que sistema de distribuição. Uma revisão atualizada em 2015, da aplicação de algoritmos heurísticos na busca do posicionamento ideal de PMUs em sistemas de transmissão de energia elétrica, é encontrada em (Nazari-Heris e Mohammadi-Ivatloo, 2015). Dentre os algoritmos apresentados, tem-se: Algoritmos Genéticos, Particle Swarm, Recozimento Simulado, Busca Tabu, Evolução Diferencial e Algoritmo Genético Imune.

Em relação ao sistema de distribuição de energia elétrica, o trabalho de (Jamil et al., 2014) apresenta uma solução para o planejamento de medição de PMU em tais sistemas, utilizando Programação Inteira.

3 Análise de Observabilidade

O processo de EE funcionará apropriadamente, se houver adequação na quantidade e posicionamento dos PMUs na rede elétrica pois, assim, obter-se-á uma rede completamente observável.

A análise de observabilidade tem como base uma modelagem do sistema elétrico (geração, transmissão e distribuição) que permite analisar sua topologia de forma simples e, sendo assim, é chamada de Análise de Observabilidade Topológica (AOT).

3.1 Modelagem do Sistema Elétrico

Para modelar os sistemas de geração, transmissão e distribuição, de forma simples, é utilizado um modelo unifilar para representá-los, onde a potência flui por linhas únicas. Isto é possível, assumindo-se que os sistemas estão operando em regime senoidal permanente. Usa-se na literatura, para designar um elo entre equipamentos do sistema elétrico, a nomenclatura *barramento (barra ou nó)* (Almeida et al., 2013), que pode ser fragmentada em barramento não-terminal e barramento terminal que indicam, respectivamente, barramentos que possuem conexão com mais de um barramento e, barramentos que possuem conexão com apenas um barramento.

Em relação à medição em sistemas elétricos de potência, segundo (Gou e Abur, 2000), de acordo com as leis de *Kirchhoff* e *Ohm*, um dos tipos de medidas virtuais que pode ser aplicada é:

- Quando a tensão de um nó de um ramo e a corrente do ramo são diretamente medidos pelos medidores, então a tensão de outro nó, do mesmo ramo, é virtualmente medida.

3.2 Análise de Observabilidade Topológica

A partir disso, a análise de observabilidade topológica faz uso da Teoria dos Grafos, ou seja, dos dados de conectividade das barras que compõem a rede elétrica e determina sua observabilidade baseando-se estritamente no tipo e localização das medidas.

Com base na medida virtual apresentada para sistemas elétricos de potência e considerando que todo o sistema de PMUs tem canais de tensão e corrente suficientes, a regra principal de observabilidade topológica para este trabalho, definida em (Shahraeini e Javidi, 2011), é:

- Se um PMU é alocado em uma barra, esta barra e todas as suas barras adjacentes podem ser observadas, conforme a Figura 1.

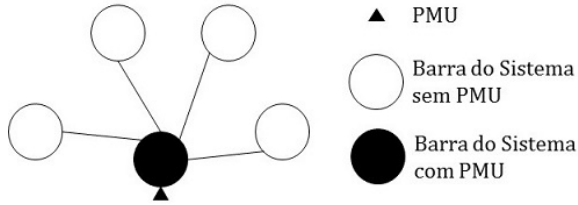


Figura 1: Regra de Observabilidade Topológica.

4 Formulação do Problema

A formulação do problema inicia-se com a obtenção das seguintes informações:

- Possíveis localizações dos PMUs na rede elétrica;
- As barras que compõem a rede elétrica;
- O custo de instalação de cada PMU.

Com base nas informações acima, o problema é encontrar o custo mínimo do sistema de medição, ou seja, a quantidade mínima de PMUs que garanta a observabilidade de todas as barras e assim, assegurar um desempenho desejável para a função EE. O planejamento de sistemas de medição usando PMUs pode ser formulado como:

$$\min \sum_{i=1}^N c(i)x(i) \quad (4.1)$$

$$s.a. f(i) = \sum_{j=1}^N d(i,j)x(j) \geq b$$

Onde :

- N: Número de barras que podem receber um PMU;
- c(i): Custo de instalação do PMU na barra i;
- x: É um vetor binário, de tamanho N, que representa o sistema de medição de PMUs;

$$x(j) = \begin{cases} 1, & \text{se um PMU for instalado} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

- d(i,j): elemento da matriz de adjacência da rede;

$$d(i,j) = \begin{cases} 1, & \text{se } i = j \text{ ou se } i \text{ é adjacente à } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

- f(i): Índice de observabilidade da *i*-ésima barra, indicando quantos PMUs a observam.
- b: Vetor coluna geralmente com todos os elementos iguais a 1, porque é necessário que a barra seja observada, pelo menos, uma vez.

5 Observabilidade para Redes Radiais

Com o objetivo de extrair características inerentes às redes radiais para a elaboração de uma heurística que resolva o problema de alocação de PMUs nestas redes, uma rede radial de 13 barras do Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE), representada na Figura 2, foi analisada.

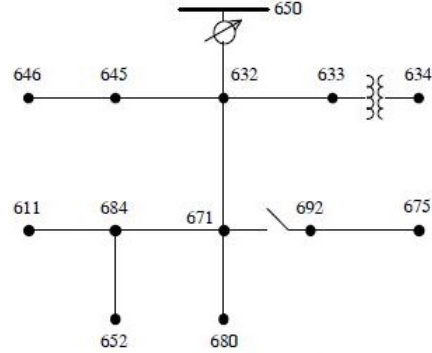


Figura 2: Rede Radial IEEE de 13 barras.
Adaptada de (Ceylan et al., 2014)

5.1 Análise da Rede Radial (IEEE - 13 barras)

Com base na formulação matemática do problema, o equacionamento da restrição de observabilidade (5.1) para esta rede, é descrito a seguir:

$$\begin{cases} f(611) = x(611) + x(684) \geq 1 \\ f(632) = x(632) + x(633) + x(645) + x(650) + x(671) \geq 1 \\ f(633) = x(632) + x(633) + x(634) \geq 1 \\ f(634) = x(633) + x(634) \geq 1 \\ f(645) = x(632) + x(645) + x(646) \geq 1 \\ f(646) = x(645) + x(646) \geq 1 \\ f(650) = x(632) + x(650) \geq 1 \\ f(652) = x(652) + x(684) \geq 1 \\ f(671) = x(632) + x(671) + x(680) + x(684) + x(692) \geq 1 \\ f(675) = x(675) + x(692) \geq 1 \\ f(680) = x(671) + x(680) \geq 1 \\ f(684) = x(611) + x(652) + x(671) + x(684) \geq 1 \\ f(692) = x(671) + x(675) + x(692) \geq 1 \end{cases} \quad (5.1)$$

5.2 Inferências Matemáticas

O equacionamento (5.1) em conjunto com a regra principal de observabilidade topológica, definida no capítulo 3, permite as seguintes inferências:

- O número de barras sem medidores entre um PMU e os PMUs adjacentes deve ser 2 para que a rede seja observável. A regra pode ser violada desde que para chegar em outro PMU passe-se por um PMU intermediário;
- As barras terminais devem ser sempre observadas por um PMU para que a rede seja observável;

$a, i \neq b$ e $a \neq b$. O mesmo é válido para as arestas do grafo.

A *Centralidade de Intermediação Normalizada (CIN)* foi então criada. Ela é para uma barra (nó) b , a razão entre o somatório da centralidade de intermediação das arestas conectadas à b e a centralidade de intermediação das barras(nós) adjacentes à b . A partir disto, uma meta-heurística Multi-Start foi implementada, e consiste em gerar soluções aleatórias através de uma heurística construtiva e refiná-las por meio de uma heurística de melhoramento. O critério de parada é definido pelo número de iterações. A MAPRM é constituída de quatro estágios, onde nos dois primeiros a solução inicial é gerada de forma aleatória, no terceiro estágio, uma heurística é aplicada no refinamento da solução e, o quarto estágio compara a solução atual com a anterior verificando qual é a melhor e armazenando-a. As Figuras 5, 6, 7 e 8 descrevem a MAPRM.

O parâmetro de entrada no Estágio I, é um vetor com as barras da rede elétrica.

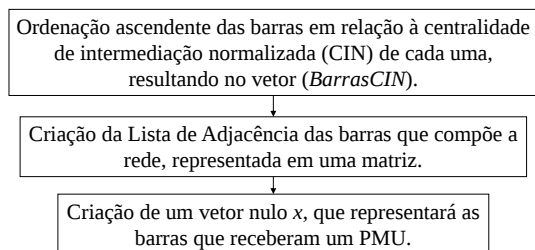


Figura 5: MAPRM - Estágio I.

Os parâmetros de entrada do Estágio II, são os parâmetros criados no Estágio I.

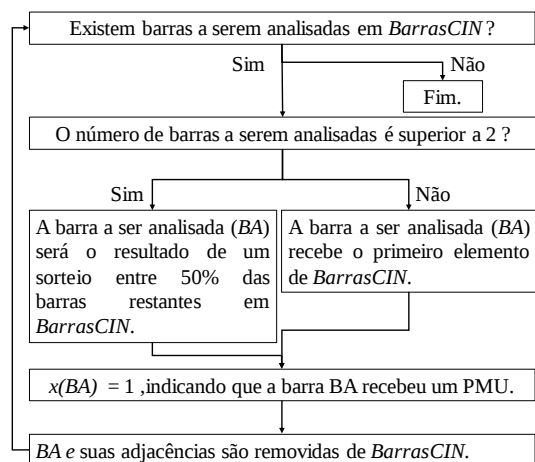


Figura 6: MAPRM - Estágio II.

O vetor de saída do Estágio II, que contém as barras com um PMU alocado, é o parâmetro de entrada no Estágio III que irá determinar se é possível minimizá-lo quanto à quantidade de PMUs sem, no entanto, prejudicar a observabilidade da rede.

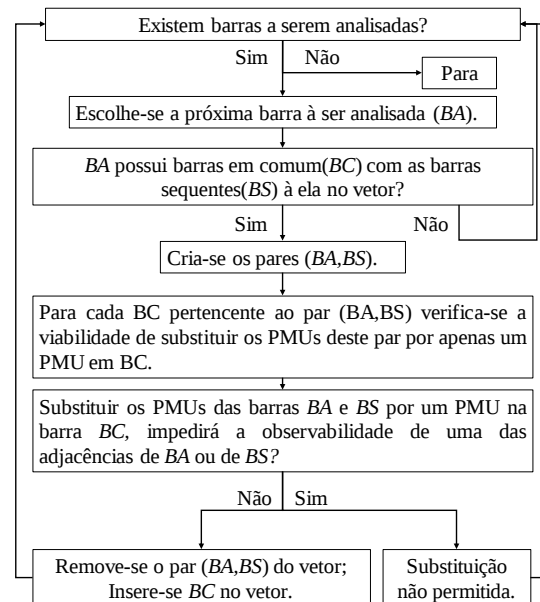


Figura 7: MAPRM - Estágio III.

O parâmetro de entrada no Estágio IV é o vetor solução de saída do Estágio III.

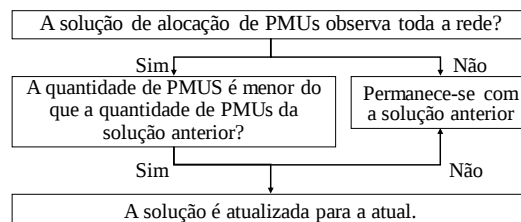


Figura 8: MAPRM - Estágio IV.

7.3 Meta-heurística Unificada

Tendo em vista que em algumas redes malhadas existe a presença de ramos radiais, é proposta uma meta-heurística, descrita na Figura 9, proveniente da união da HAPRR com MAPRM, definidas anteriormente.

Seu propósito é identificar setores radiais e malhados em uma determinada rede elétrica para analisá-los isoladamente e então, apresentar uma única solução de alocação de PMUs.

8 Testes e Resultados

Os resultados dos testes para sistemas radiais e em malhas usando HAPRR e MAPRM, são comparados, respectivamente, com os resultados obtidos por (Jamil et al., 2014) e (Nazari-Heris e Mohammadi-Ivatloo, 2015) e demonstrados nas Tabelas 1 e 2.

Pode-se observar que, para as redes radiais testadas, a heurística HAPRR apresentou resultado igual para a rede de 13 barras e melhor resultado para a rede de 34 barras enquanto que a

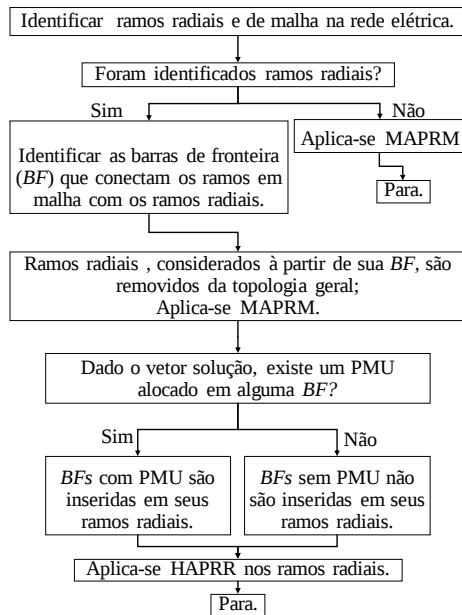


Figura 9: Meta-heurística Unificada.

Tabela 1: Resultados da HAPRR

Redes IEEE (barras)	Nº de PMUS	Nº de PMUS (Lit.)	Localização
13	6	6	632,633, 645,671,684,692
34	12	13	802,808,820,824, 834,836,846,850, 854,858,862,888
37	12	—	701,702,705,706, 707,708,709,710, 711,714,734,744

Tabela 2: Resultados da MAPRM

Redes IEEE (barras)	Nº de PMUs	Nº de PMUs (Lit.)	Localização
14	4	4	2, 6, 8, 9
24	7	7	2, 3, 7, 10, 16, 21, 23
30	10	10	2, 4, 6, 9, 10, 12, 19, 24, 25, 27
118	32	32	2,5,9,12,13,17, 21,23,25,29,34, 37,42,45,49,53, 56,62,64,68,71, 75,77,80,85,86,91, 94, 101,105,110,115

MAPRM foi capaz de gerar os mesmos resultados da literatura revisada para redes em malha.

9 Conclusões

Este trabalho apresentou três algoritmos de otimização para alocação de PMUs em redes radiais, malha e mistas. As soluções para redes radiais e em malha, foram implementadas e testadas, fornecendo o número mínimo de PMUs, enquanto que a metodologia para redes mistas foi proposta.

Referências

- Almeida, E. M. d. et al. (2013). Análise da robustez de sistemas elétricos durante o planejamento da expansão de redes de transmissão., (Monografia), *Escola de Engenharia de São Carlos - USP, SP*, pp. 14–15.
- Ceylan, O., Liu, G., Xu, Y. e Tomsovic, K. (2014). Distribution system voltage regulation by distributed energy resources, *North American Power Symposium (NAPS), 2014*, IEEE, pp. 1–5.
- Gou, B. e Abur, A. (2000). A direct numerical method for observability analysis, *Power Systems, IEEE Transactions on* **15**(2): 625–630.
- Hashim, N. et al. (2012). Transient stability analysis of the ieee 14-bus test system using dynamic computation for power systems (dcps), *Intelligent Systems, Modelling and Simulation (ISMS), 2012 Third International Conference on*, IEEE, pp. 481–486.
- Jamil, E., Rihan, M. e Anees, M. (2014). Towards optimal placement of phasor measurement units for smart distribution systems, *Power India International Conference (PIICON), 2014 6th IEEE*, IEEE, pp. 1–6.
- Nazari-Heris, M. e Mohammadi-Ivatloo, B. (2015). Application of heuristic algorithms to optimal pmu placement in electric power systems: An updated review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **50**: 214–228.
- Phadke, A. G. (2002). Synchronized phasor measurements-a historical overview, *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, Vol. 1, IEEE, pp. 476–479.
- Rocha, H. R. O., de Souza, J. C. S. e Do Coutto Filho, M. B. (2013). Planning high quality metering systems for state estimation through a constructive heuristic, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **52**: 34–41.
- Shahraeini, M. e Javidi, M. H. (2011). A survey on topological observability of power systems, *Power Engineering and Automation Conference (PEAM), 2011 IEEE*, Vol. 3, IEEE, pp. 373–376.