

Meters Allocation in Electric Power Distribution Systems Based on the Load Importance

A. A. P. D. Silva Junior, *Member, IEEE*, L. G. D. O. Silva, *Student Member, IEEE*, and A. T. D. Almeida Filho, *Member, IEEE*

Abstract— The systems used to manage electricity distribution networks are limited in terms of data inferred from the consumption of each power transformer along the network. Therefore, simulation programs operate according to a limitation, since all simulation applications are based on available data inferred from the demand of distribution transformers. Such data are generally estimated and corrected by a single existing measurement value in the output of the feeder. This paper proposes the development of a technique that allows the compatibility of data from a restricted set of measurements. In this sense, the P-Median problem will be used for physical location of the meters, taking the power of the transformers and the distance between them as input variables. The model is then tested through two real cases in circuits of 10 and 16 bus bars.

Keywords— Load importance, Monitor Allocation, P-median.

I. INTRODUÇÃO

O SETOR Elétrico Brasileiro passou por modificações substanciais desde a década de 90, com a promoção da competitividade no âmbito da geração e comercialização da energia elétrica, aplicando-se regulamentação na transmissão e distribuição por se tratarem de monopólios naturais.

A reforma do setor elétrico brasileiro se baseou na introdução da competição e na imposição de que os preços reflitam os custos reais, coerentemente com o uso [1]. Assim, pode-se considerar que o processo de reestruturação teve por objetivos reduzir o preço da energia elétrica através do livre acesso à transmissão por todos os agentes do mercado, obtendo ganhos de eficiência na indústria como um todo e atrair cada vez mais o capital privado [2].

Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [3] balizam as metodologias que devem ser aplicadas para o planejamento e aferição da qualidade dos sistemas elétricos das distribuidoras, quase sempre baseando estas ações em medições, contínuas ou temporárias, das grandezas elétricas dos vários circuitos distribuidores. Portanto, a SFE (Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade) faz um acompanhamento da qualidade de modo mais eficaz e, além disso, pode auditar os dados fornecidos pelas concessionárias. Os indicadores calculados pelo Sistema

são: os de interrupção (DEC, FEC, DIC e FIC) relativos à duração e à frequência das interrupções, por conjunto de consumidores e por consumidor individual; e os de níveis de tensão (DRP, DRC e ICC) relativos à ocorrência da entrega de energia ao consumidor com tensões fora dos padrões de qualidade definidos pela ANEEL [3]. Assim, surge a necessidade de implantações de medições permanentes, visto que a energia elétrica passou a ser vista como um produto, não só do ponto de vista de continuidade, mas também da conformidade.

Um dos grandes desafios para garantir a qualidade de energia em uma rede de transmissão é a identificação das diversas fontes “poluidoras” do sistema e a quantificação dos níveis de poluição de cada uma das fontes. Estas informações são fundamentais para as concessionárias de energia e agências reguladoras, uma vez que a partir delas será possível criar políticas corretivas e punitivas em relação aos agentes poluidores. O maior inconveniente enfrentado no monitoramento da rede elétrica está associado ao custo dos medidores e dos canais de comunicação, motivando assim o desenvolvimento de metodologias que procurem minimizar o custo total do sistema de monitoramento.

Nesse contexto, o número de artigos que abordam da questão da alocação de medidores tem aumentado substancialmente nos últimos anos. As metodologias apresentadas pelos artigos variam de acordo com o objetivo a ser monitorado pelos medidores. Nesse sentido, os modelos buscam, a partir do objetivo de medição, a otimização de dois fatores da rede: Minimização do número de medidores e maximização de um fator de redundância. O primeiro fator tem por objetivo garantir a alocação de menor custo possível enquanto o segundo tem por objetivo aumentar a confiabilidade da rede uma vez que o fator é associado ao número de variáveis medida.

No que tange o objetivo de medição, a alocação pode ter por finalidade a indicação de caracterização do mal funcionamento da rede, como por exemplo, variação de tensão de curta duração (VTCD) [4-5] ou ainda na alocação ótima para medição de harmônicos [6]. Para definição da rede com o menor número de medidores, são utilizados modelos de otimização como: Programação Linear Inteira (PLI), métodos heurísticos, algoritmos genéticos etc. Em relação aos modelos que utilizam PLI, os métodos desenvolvidos em [7-8] consideram a utilização de um modelo PLI cuja o objetivo é a minimização do custo garantindo a observabilidade das variáveis de estado que são representados pelas correntes e tensões no barramento.

A alocação de medidores de qualidade de energia (MQE) foi abordada em um problema similar apresentado em [9],

A. A. P. D. Silva, Junior, Celpe, alberico.pires@neoenergia.com

L. G. D. O. Silva, Departamento de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, Brasil
lucio_gois@hotmail.com

A. T. D. Almeida, Filho, Departamento de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, Brasil
adieltaf@googlemail.com

para o qual foi utilizado um *quantum-inspired binary gravitational search algorithm* (QBGSA), que utiliza uma otimização multi-objetivo envolvendo três critérios, considerando a observabilidade do sistema. Posteriormente, [10] considerou a alocação de medidores para sistemas de transmissão e distribuição numa abordagem multiobjetivo maximizando a redundância e minimizando o custo através de um algoritmo evolutivo.

Por outro lado, outras abordagens podem focar no uso de modelos estatísticos como regressão ou clustering para determinação de componentes com funcionamento similar e dessa forma minimizar o número de medidores da rede [11].

No contexto tanto do uso de técnicas estatísticas, como na utilização de heurísticas de otimização, o método desenvolvido em [12] apresenta um método para determinação do número mínimo e localização de medidores. O método é baseado em um algoritmo genético amparado pelo método estatístico *Mallow's Cp*.

Em uma ótica diferente, alguns autores focam em definir um modelo de cobertura para medidores MQE, baseado em uma matriz de densidade, que garanta a observabilidade de todas as variáveis da rede (tensão nos transformadores e correntes nas linhas) [8]. A vantagem do modelo de cobertura é que, dado que o modelo monitora todas as variáveis, eventos indesejados como VTCD ou distorção harmônica são diretamente observados por esses modelos. Como desvantagem, o modelo de cobertura geralmente requer um número maior de medidores que as outras técnicas com objetivos específicos. Em outros contextos, a observabilidade é tratada conforme a particularidade do problema abordado, tal como em [13] para alocação de PMUs (Phasor Measurement Units).

Além de considerar o funcionamento da rede em condições normais, é possível incorporar no modelo a possibilidade de analisar a alocação de medidores em situações de contingência, como perda de barras ou falha em medidores para garantir a observabilidade conforme apresentado por [14] através de um modelo de programação linear inteira mista. Aspectos de confiabilidade e disponibilidade [15] são ingredientes pouco explorados nestas abordagens de alocação de medidores.

É importante destacar que a literatura apresenta também abordagens que podem ser aplicadas em situações específicas em que o contingenciamento de despesas inviabiliza a realização de um monitoramento que garanta a observabilidade do sistema. Face a estas situações, a literatura apresenta trabalhos que consideram uma metodologia que permita uma alocação estratégica dos medidores, focando na identificação de certas anormalidades apresentadas pelos sistemas. Nessa perspectiva, o trabalho desenvolvido por [16] utiliza um algoritmo PSO (Particle Swarm Optimization) para a realização de um monitoramento focado na identificação de condições específicas de anormalidade.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica em países subdesenvolvidos ou em desenvolvimento podem ser afetados drasticamente por perdas de origem não técnica. Tais perturbações possuem efeito negativo no sistema como um

tudo e, como tal sistema não é planejado para perdas adicionais, as perdas não técnicas são identificadas como uma das principais causas para oscilação de tensão em alguns sistemas de distribuição. Dado que a localização das principais fontes dos distúrbios no circuito não é conhecida a priori, assume-se que a probabilidade de ter energia desviada é constante longo de um circuito onde existe altos índices de perda não técnica. Portanto, é estratégico que a alocação dos medidores considere a importância da carga distribuída no circuito.

Assim, considerando a logística associada para monitorar tal situação, um modelo de alocação utilizando a P-mediana permite que o nível de informação acerca do sistema de distribuição seja aumentado uma vez que esse modelo permite que seja considerada a importância da carga.

Este trabalho reflete uma situação que infelizmente ocorre com grande frequência em empresas de distribuição de energia elétrica de países subdesenvolvidos e em desenvolvimento, e que devido às restrições orçamentárias, fazem que a identificação e o controle destas perdas sejam inicialmente mais importantes que a garantia da observabilidade no circuito.

Logo, a metodologia adotada para este tipo de situação foi considerada a partir das potências dos transformadores através do modelo da P-mediana. Esta metodologia é amplamente aplicada em diversas áreas, tais como sistemas de produção [17] ou localização de serviços de emergência [18], por exemplo.

Portanto, a informação obtida através das medições nos consumidores finais pode ser combinada com a informação dos medidores alocados por meio da P-mediana para identificar as principais fontes de desvio de energia.

Apesar da gama variada dos modelos de alocação de medidores a partir de objetivos específicos, nenhum dos modelos indicados acima trata alocação de medidores, considerando como restrição o número de medidores e a importância da carga. Nesse sentido, o presente artigo tem como objetivo apresentar um método de localização de medidores para sistemas de distribuição baseado na P-mediana ponderando a distância entre as cargas e a potência dos transformadores. Como estudo de caso, o modelo foi executado em sistemas reais de distribuição com 10 e 16 barras. Assim, o presente artigo é composto em 4 Seções com essa introdução. Na Seção II, é apresentado o modelo da P-mediana com as adaptações necessárias para modelar as barras de um circuito de distribuição de energia elétrica. Na Seção III foi aplicada a metodologia proposta neste trabalho através de duas situações práticas que ilustram dois resultados, um onde a solução encontrada pelo modelo da P-mediana coincide com uma das soluções ótimas de um modelo que garante a observabilidade, e um outro resultado onde a solução encontrada não garante a observabilidade do sistema. Por fim, na Seção IV são apresentadas as conclusões e futuros desdobramentos a partir deste trabalho.

II. MODELO DA P-MEDIANA PARA ALOCAÇÃO DE MEDIDORES

O problema da P-mediana encontra pontos (designados medianas) num dado conjunto finito de pontos, de modo a minimizar a distância média ou total entre pontos e medianas.

Nesse trabalho, o problema será abordado basicamente a partir dos seguintes dados: um grafo, representado por um alimentador de distribuição, um conjunto de clientes, representado pelos transformadores de distribuição existentes neste alimentador, as distâncias, representadas pelos vãos formados entre os postes do circuito elétrico em questão, e um valor constante que representa o número de equipamentos (conjuntos de medição) a serem localizados. Assim, o objetivo é alocar os conjuntos de medição o mais próximo possível dos centros de carga mais significativos, levando também em consideração a influência das cargas menores.

A formulação matemática do problema da P-mediana pode ser obtida em termos de PLI binária, conforme evidenciado em (1) – (5). Para um circuito com n barras, $i, j = \{1, \dots, n\}$ com $i \neq j$, seja x_{ij} uma variável de ligação tal que $x_{ij} = 1$, se a barra v_i é ligado a barra v_j , e $x_{ij} = 0$, caso contrário. Se no vértice v_j é localizado um medidor $x_{jj} = 1$, caso contrário $x_{jj} = 0$. Assim, a variáveis de interesse serão as variáveis, x_{ij} . A variável p representa o número máximo de medidores disponíveis. Por último, w representa potência transformador em cada barra x_{jj} . O problema da P-mediana pode ser formulado do seguinte modo [19]:

$$\text{Min } c = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i d(v_i, v_j) x_{ij} \quad (1)$$

$$\text{Sujeito a: } \sum_{j=1}^n x_{ij} = 1, \forall i = 1, \dots, n \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^n x_{jj} = p \quad (3)$$

$$x_{ij} \geq x_{ij}, \forall i, j = 1, \dots, n \quad (4)$$

$$x_{ij} \in \{0, 1\} \forall i, j = 1, \dots, n \quad (5)$$

A função objetivo (1) representa a soma das distâncias ponderadas entre cada barra e o medidor mais próximo. A primeira restrição (2) garante que cada barra seja relacionada a apenas um medidor. A segunda restrição (3) garante que apenas p medidores poderão ser utilizados. A terceira restrição (4) impõe que nenhuma barra seja relacionada a uma outra barra onde não esteja localizado um equipamento. Por último, a quarta restrição (5) garante a condição de integralidade das variáveis. O valor do peso w_i em (1) representa um fator de ponderação que pode ser estipulado de acordo com a importância da carga, ou seja, quanto maior o valor de w_i , maior a tendência de se localizar o medidor na barra i ou o

mais próximo possível.

III. ESTUDO DE CASO

Para verificação das propriedades da P-mediana como modelo de localização de medidores, dois sistemas de distribuição foram considerados. Um sistema de distribuição de 10 barras e um sistema de distribuição 16 barras pertencentes à Celpe, que é a concessionária de distribuição de energia elétrica do estado de Pernambuco.

Diante da situação encontrada na empresa, em que já haviam sido definidos corporativamente os recursos (medidores) para cada um dos circuitos, buscou-se a melhor alocação possível para estes tendo em vista a comparação entre as medições provenientes dos medidores alocados e as informações provenientes das medições obtidas nos consumidores finais.

Portanto, o objetivo neste contexto é determinar como os conjuntos de medição disponíveis devem ser instalados de forma a considerar a importância das demandas de energia ao longo do circuito monitorado. Em linhas gerais, cada vértice do grafo formado pelo circuito é representado pelos transformadores instalados ao longo do alimentador, sejam eles de distribuição ou particulares. As distâncias entre os postes (aqui chamada de vão) em circuitos deste tipo (urbano e de média tensão) são padronizadas em 40 (quarenta) metros. Logo, é perceptível que não existem transformadores em todos os postes, mas a quantidade de vãos irá definir a distância entre os equipamentos de transformação.

Para efeito prático, será considerada a potência instalada dos transformadores como a demanda de energia de cada vértice do grafo. Assim, o peso de ponderação w_i será a potência instalada de todos os transformadores supridos pelo circuito apresentado. As soluções para os dois circuitos foram encontradas por meio do software IBM ILOG CPLEX, que fornece bom desempenho para resolução de problemas de otimização.

A Tabela I apresentada abaixo, informa a referência dos transformadores codificados segundo o padrão operacional estabelecido pela CELPE em relação à terminologia adotada para resolução do problema. O ponto de partida é a fonte de energia do arquipélago de Fernando de Noronha, neste caso, a Usina Tubarão. A numeração dos transformadores segue crescente a partir da usina, seguindo o afastamento geográfico. São verificados 10 transformadores de distribuição para efeitos de estudo. Tanto a potência quanto a localização dos transformadores podem ser visualizados na Tabela 1 e Fig. 1 respectivamente.

TABELA I
TRANSFORMADORES DO CIRCUITO FEN – 01F2

Terminologia	Codificação CELPE	Tipo	Potência (kVA)
T1	C01000	Distribuição	30,0
T2	C01001	Distribuição	75,0
T3	C01003	Distribuição	15,0
T4	C01004	Distribuição	75,0
T5	C01005	Distribuição	15,0
T6	C01011	Distribuição	75,0

T7	C01012	Distribuição	75,0
T8	C01013	Distribuição	75,0
T9	F40525	Distribuição	45,0
T10	C01009	Distribuição	75,0

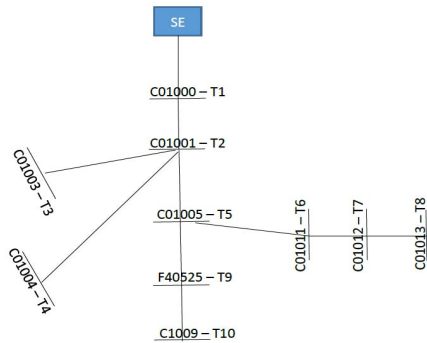


Figura1. Topologia do circuito FEN - 01F2

De posse da localização geográfica dos trafos (Fig. 1), são geradas as distâncias relativas entre os trafos como pode ser observado na Tabela II.

TABELA II
MATRIZ DAS DISTÂNCIAS (CIRCUITO FEN-01F2)

Trafo	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10
T1	0	580	1195	1500	1500	2130	2330	2460	2200	2520
T2	580	0	615	945	940	1550	1750	1880	1640	1970
T3	1195	615	0	1200	1200	1800	2000	2130	1900	2230
T4	1500	945	1200	0	780	1400	1600	1730	1480	1810
T5	1500	940	1200	780	0	620	820	950	700	1030
T6	2130	1550	1800	1400	620	0	200	330	580	910
T7	2330	1750	2000	1600	820	200	0	130	765	1095
T8	2460	1880	2130	1730	950	330	130	0	930	1260
T9	2200	1640	1900	1480	700	580	765	930	0	330
T10	2520	1970	2230	1810	1030	910	1095	1260	330	0

Diante das limitações de recursos, foi disponibilizado para este circuito o número máximo de três medidores, ou seja, $p=3$.

O problema foi resolvido com a alocação dos três conjuntos de medição nos transformadores T2 (C01001), T7(C01012) e T10(C01009). Ao analisarmos a resposta em termos de cobertura da rede, percebe-se que a localização dos medidores também garante a observabilidade total da rede, ou seja, o monitoramento de todas as correntes e tensões da rede de acordo com as condições estabelecidas por [8].

Através da Fig. 1 pode-se visualizar que através do medidor localizado em T10 tem-se acesso indireto as variáveis associadas (corrente e tensão) do trafo T9. O mesmo raciocínio pode ser aplicado ao trafo T2, onde através desse trafo pode-se observar indiretamente os trafos T1, T2, T3, T4 e T5. Já no caso do trafo T7 podem ser observados indiretamente os trafos T6 e T8. Logo, a solução da P-mediana garantiu a observabilidade uma vez que se conhece as impedâncias das linhas, ou seja, nesse sistema de distribuição é possível tanto observar distúrbios como distorção harmônica bem como analisar as cargas mais importantes tendo a demanda como ponto de partida.

Para o caso de 16 barras, foi considerado como ponto de partida a subestação que supre a região em questão, no caso a SE Prazeres (SE PZR). A numeração dos transformadores segue crescente a partir da subestação, seguindo o afastamento geográfico. São verificados 16 transformadores particulares, alguns de potência bem elevada e perto do limite técnico para atendimento no nível de tensão de 13,8 kV. A identificação dos transformadores com a disposição geográfica pode ser observada na Tabela III e Fig. 2 respectivamente.

TABELA III
TRANSFORMADORES DO CIRCUITO PZR-01P5

Terminologia	Codificação CELPE	Tipo	Potência (kVA)
T1	K01634	Particular	1750,0
T2	C49541	Particular	3000,0
T3	K02241	Particular	1375,0
T4	C58295	Particular	75,0
T5	C58294	Particular	75,0
T6	K01672	Particular	150,0
T7	C07970	Particular	225,0
T8	K01676	Particular	450,0
T9	K01683	Particular	75,0
T10	K01684	Particular	225,0
T11	C75062	Particular	300,0
T12	K01694	Particular	2000,0
T13	K01695	Particular	112,5
T14	K01696	Particular	75,0
T15	K01699	Particular	2500,0
T16	K01627	Particular	375,0

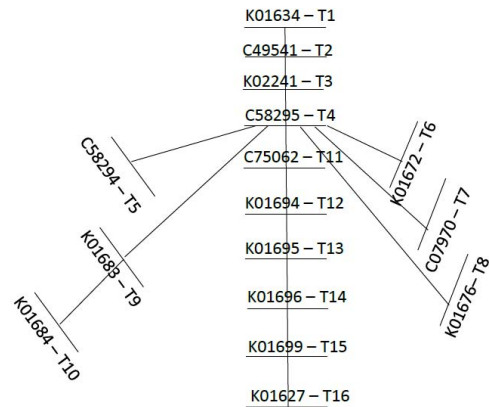


Figura 2. Topologia do Circuito PZR - 01P5

Por fim, tem-se a geração da matriz distâncias na Tabela IV para o caso de 16 barras.

TABELA IV
MATRIZ DAS DISTÂNCIAS (CIRCUITO PZR – 01P5)

Trafo	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16
T1	0	420	784	900	970	990	1110	1300	1660	1690	1880	2150	2210	2390	2590	2730
T2	420	0	364	480	550	570	690	880	1240	1270	1460	1730	1790	1970	2170	2310
T3	784	364	0	470	585	630	670	870	1240	1260	1400	1700	1620	1950	2230	2350
T4	900	480	470	0	70	80	215	370	710	740	940	1240	1310	1550	1750	1870
T5	970	550	585	70	0	55	230	340	690	720	900	1200	1270	1500	1710	1825
T6	990	570	630	80	55	0	210	330	650	680	880	1150	1250	1480	1690	1800
T7	1110	690	670	215	230	210	0	540	880	910	1110	1380	1480	1700	1810	1980
T8	1300	880	870	370	340	330	540	0	580	610	810	1110	1180	1300	1620	1730
T9	1660	1240	1240	710	690	650	880	580	0	30	420	720	840	1060	1270	1390
T10	1690	1270	1260	740	720	680	910	610	30	0	450	750	870	1090	1300	1420
T11	1880	1460	1400	940	900	880	1110	810	420	450	0	300	420	640	850	970
T12	2150	1730	1700	1240	1200	1150	1380	1110	720	750	300	0	70	300	510	630
T13	2210	1790	1620	1310	1270	1250	1480	1180	840	870	420	70	0	230	440	560
T14	2390	1970	1950	1550	1500	1480	1700	1300	1060	1090	640	300	230	0	210	330
T15	2590	2170	2230	1750	1710	1690	1810	1620	1270	1300	850	510	440	210	0	120
T16	2730	2310	2350	1870	1825	1800	1980	1730	1390	1420	970	630	560	330	120	0

Para o caso de 16 barras, a limitação de recursos resultou em cinco medidores disponíveis, $p=5$, quantidade que foi definida a partir de uma decisão corporativa. O problema foi então resolvido com a alocação de cinco conjuntos de medição nos transformadores T1, T2, T8, T12 e T15, respectivamente. Diferentemente do sistema de distribuição de 10 barras, percebe-se claramente que a alocação desse conjunto de medição não cobre totalmente a rede, pois o conjunto de medição não integra um medidor na barra T4 que está interligada a outras 6 barras que deixam de ser observadas diretamente pela solução obtida pela abordagem da P-mediana. No entanto, o sistema permite observar as cargas mais importantes, tomando como parâmetro a potência dos trafos.

Uma vez que o modelo da P-Mediana prioriza as cargas mais importantes para combater os furtos de energia elétrica, essa alocação, mesmo não garantindo a observabilidade, é uma metodologia para realizar uma alocação estratégica de medidores em situações onde as limitações de recursos não permitam a garantia da observabilidade por exigir um número maior de medidores que o disponível.

Para efeito de comparação, as condições de observabilidade estabelecidas em [8] foram testadas tanto no caso de 10 barras quanto no caso de 16 barras.

No primeiro caso, o número mínimo de medidores indicados pela metodologia apresentada em [8] é igual ao número de medidores disponível para esta aplicação. Para este caso específico, a solução obtida através da P-mediana é uma das múltiplas soluções ótimas para o problema do recobrimento apresentado em [8], mas é a solução específica que prioriza as cargas consumidas no circuito.

Já no segundo caso, a solução encontrada não garante a observabilidade. No entanto, esta solução aloca os medidores mais próximo das maiores cargas consumidas, permitindo que seja obtido maior conhecimento sobre a ocorrência dos furtos de energia elétrica no circuito para direcionar as ações para redução de perdas não técnicas. A partir do momento que a distribuidora de energia elétrica constata uma redução significativa nas perdas não técnicas, é possível buscar uma nova alocação de medidores compatível com o comportamento do sistema.

A alocação obtida através do modelo da P-mediana facilita a localização e a quantificação de furtos na rede, pois a medição obtida através dos medidores será comparada com as medições dos consumidores finais.

Outro ponto interessante a ser destacado é em relação às medições realizadas indiretamente, uma vez que estas medições estão relacionadas ao conhecimento a priori da impedância das linhas. As suposições e imprecisões relacionadas à impedância, associadas com os erros de precisão dos medidores aumentam o erro total do sistema de medição. Assim, abordagens de classificação de conflito [20] podem ser aplicadas para analisar inconsistências em medições e apontando também possibilidades de furtos no sistema de distribuição.

IV. CONCLUSÃO

Esse artigo apresentou um modelo de localização geográfica de medidores energia utilizando a P-mediana. Através de dois estudos de caso, percebeu-se que basicamente o modelo considerou a localização a partir do nível hierárquico de potência da carga instalada, ou seja, localizando os medidores de acordo com a potência dos trafos. Tal resultado está atrelado ao fato das distâncias entre os trafos serem padronizadas.

Através do estudo de caso apresentado, foi possível ilustrar que o modelo da P-mediana quando aplicado em circuitos de distribuição de energia elétrica menores, é mais provável que a observabilidade do sistema seja respeitada que em circuitos maiores, uma vez que os circuitos maiores são mais complexos em relação ao número de combinações possíveis de alocação, o que diminui a possibilidade de que o modelo da P-mediana aponte para uma das alocações que garanta a observabilidade do sistema. Apesar desta limitação, a abordagem da P-mediana é importante quando situações similares à descrita neste trabalho, em que o percentual de perdas não técnicas é estimado em torno de dois terços da perda total do circuito e existem restrições de recursos.

Para trabalhos futuros, pretende-se investigar como o modelo da P-mediana pode ser integrado a um modelo de observabilidade que garanta as medições diretas e indiretas de todas as correntes e tensões da rede e, além disso, pretende-se integrar aos pesos referentes às cargas, outras variáveis, como por exemplo, os indicadores de interrupção, de forma a integrar múltiplos objetivos permitindo a incorporação de *tradeoffs* [21], como no modelo apresentado por [22].

AGRADECIMENTOS

A realização desse trabalho teve apoio parcial do CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), Celpe e P&D da Aneel.

REFERÊNCIAS

- [1] E. L. Silva, "Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. Editora Sagra Luzzato," vol. 1. Porto Alegre, 2001.
- [2] L. S. Barreto, "Modelo de Otimização para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição considerando Geração Distribuída." Porto Alegre, 2007. 180p. (Mestrado em Engenharia Elétrica – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul).
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica. Fevereiro de 2012.

- [4] G. Olguin, F. V. Vulnovich, M. H. J. Bollen, "An Optimal Monitoring Program for Obtaining Voltage Sag System Indexes," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol.21, no.1, pp.378-384, Feb. 2006.
- [5] C. F. M. Almeida, L. Camilo, N. Kagan, "Metodologia para a Alocação Ótima de Medidores de Qualidade de Energia em Redes de Transmissão e Subtransmissão para a Monitoração de VTCDs devido a curto-circuitos," *VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2005.
- [6] C. Madtharad, S. Premrudeepreechacharn, N. R. Watson, R. Saeng – Udom, "An Optimal Measurement Placement Method for Power System Harmonic State Estimation," *IEEE Trans. on Power Del.*, vol.20, no.2, pp.1514-1521, April 2005.
- [7] C. F. M. Almeida and N. Kagan. "Harmonic State Estimation through Optimal Monitoring Systems," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol.14, no. 1, March 2013.
- [8] M. Eldery, E. El-Saadany, M. Salama, A. Vannelli. "A novel power quality monitoring allocation algorithm," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 2, pp.768–777, 2006.
- [9] A. A. Ibrahim, A. Mohamed, H. Shareef, "Optimal power quality monitor placement in power systems using an adaptive quantum-inspired binary gravitational search algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 57, pp. 404-413, 2014.
- [10] H. M.G.C. Branco, M. Oleskovicz, A. C.B. Delbem, D. V. Coury, R. P.M. Silva,, "Optimized allocation of power quality monitors in transmission systems: A multiobjective approach," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 156-166, 2015.
- [11] C. Ammer, H. Renner, "Determination of the Optimum Measuring Positions for Power Quality Monitoring" New York: ICHQP, 2004.
- [12] A. Kazemi, A. Mohamed, H. Shareef, H. Zayandehroodi, "Optimal power quality monitor placement using genetic algorithm and Mallow's Cp," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 564-575, 2013.
- [13] T. Rauhala, A.M. Gole, P. Jarventausta, "Detection of Subsynchronous Torsional Oscillation Frequencies Using Phasor Measurement," *IEEE Trans. Power Del.*, vol.31, no.1, pp.11-19, 2016.
- [14] A. Abur, F. H. Magnago, "Optimal meter placement for maintaining observability during single branch outages," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol.14, no.4, 1273-1278, 1999.
- [15] M. B. S Monte, A. T. de Almeida Filho. "A reliability-based approach to maximize availability in a water supply system," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, pp. 1-6, 2015.
- [16] K. Firouzjah, A. Sheikholesami, T. Barforiushi, "Multi-objective allocation of measuring system based on binary particle swarm optimization," *Frontiers of Electrical and Electronic Engineering*, vol.7, no.4, pp.2095-2732, 2012.
- [17] W. Youkyung, R. Logendran. "Effective two-phase p-median approach for the balanced cell formation in the design of cellular manufacturing system," *International Journal of Production Research*, vol.5, no.39, pp.2730-2750. 2015.
- [18] Y. C. Altan, E. N. Otay, I. K. Altinel. "Optimum placement of emergency response stations for maritime accidents with real life applications." *Journal of Environmental Protection and Ecology*, vol. 15, no.1, pp.135-141. 2014.
- [19] C. Revelle, R. Swain, "Central facilities location," *Geography Anal*, vol.2, pp.30-42, 1970.
- [20] L. G. O. Silva, A. T. de Almeida-Filho. "A multicriteria approach for analysis of conflicts in evidence theory." *Information Sciences*, Available online 6 February 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ins.2016.01.080>.
- [21] A. T. de Almeida, J. A. de Almeida, A. P. C. S. Costa, A. T. de Almeida-Filho. "A new method for elicitation of criteria weights in additive models: Flexible and interactive tradeoff," *European Journal of Operational Research*, vol.250, pp.179-191, 2016.
- [22] M. A. X. Lima, T. R. N. Clemente, A. T. Almeida. "Prioritization for allocation of voltage regulators in electricity distribution systems by using a multicriteria approach based on additive-veto model," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol.77, pp.1-8, 2016.



Albérico Antônio Pires da Silva Junior é graduando em Engenharia Elétrica pela Universidade de Pernambuco em 2005. Obteve o grau de mestre pela Universidade federal de Pernambuco no departamento de engenharia de produção em 2014. Atualmente trabalha na Neoenergia desde 2004 com monitoramento e controle de sistemas elétricos de potência.



Lucimário Gois de Oliveira Silva possui graduação em Engenharia Eletrônica e mestrado em Engenharia de Produção, ambos pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Atualmente é doutorando do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da UFPE.



Adiel Teixeira de Almeida Filho possui graduação, mestrado e doutorado no departamento de Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Pernambuco. Atuou como pesquisador visitante na University of Southampton (UK) e Universidade de Coimbra. Atualmente é professor adjunto no Departamento de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Pernambuco.