

## UMA NOVA METODOLOGIA TRIFÁSICA PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS UTILIZANDO PMUS

BRÁULIO CÉSAR DE OLIVEIRA\*, GUILHERME DE OLIVEIRA ALVES\*, JOSÉ LUIZ REZENDE PEREIRA\*,  
PAULO A. N. GARCIA\*, PAULO S.C. NASCIMENTO\*, MATHEUS ALBERTO DE SOUZA\*, IGOR  
DELGADO DE MELO\*, TAMIRIS GOMES MOREIRA\*

*\*Departamento de Energia Elétrica - UFJF  
Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil*

Emails: braulio.oliveira@engenharia.ufjf.br, guilherme.alves@engenharia.ufjf.br,  
jluiz@ieee.org, paulo.garcia@ufjf.edu.br, castro.paulo@engenharia.ufjf.br,  
matheus.alberto@ufjf.edu.br, igor.delgado2008@engenharia.ufjf.br,  
tamiris.moreira@engenharia.ufjf.br

**Abstract**— This paper presents a new methodology for Distribution System State Estimation, which is formulated as a constrained optimization problem, where the non-monitored loads are represented by a set of inequality constraints. Branch-currents, in rectangular coordinates, are chosen as state variables and the objective function is composed by the sum of the weighted squared error of the electrical measurements where the PMUs are installed, node voltages and branch-currents. Simulations on the IEEE 33 bus test feeder are performed to test the proposed methodology.

**Keywords**— State Estimation, Distribution Systems, PMUs, Nonlinear Constrained Optimization.

**Resumo**— Este artigo apresenta uma nova metodologia para solução do problema de estimação de estados em redes de distribuição de energia elétrica formulada como um problema de otimização restrita em que as cargas não monitoradas são representadas por um conjunto de restrições de desigualdade. As correntes nos ramos, em coordenadas retangulares, são escolhidas como variáveis de estado e a função objetivo é formada pela soma do erro quadrático ponderado das grandezas monitoradas que são as tensões e correntes nos ramos onde as PMUs são instaladas. A metodologia é validada através de simulações no sistema de distribuição radial de 33 barras do IEEE.

**Palavras-chave**— Estimação de Estados, Sistemas de Distribuição, PMUs, Otimização Restrita Não Linear.

### 1 Introdução

A evolução tecnológica adquirida nos últimos anos possibilitou grandes avanços em tecnologias empregadas nas redes de distribuição de energia elétrica. Portanto, essas redes estão se tornando cada vez mais autônomas, inteligentes e confiáveis devido aos investimentos realizados. Diversos equipamentos de controle e de medição vem sendo instalados junto aos sistemas elétricos. Estes enviam informações para os Centros de Operação de Distribuição (COD's) visando manter o sistema operando em condições normais para garantir a continuidade operacional.

A Estimação de Estados Estática foi largamente aplicada em sistemas de transmissão desde a década de 70 com o trabalho pioneiro de FC Schweppe (Schweppe and Wildes, 1970). Nesse estudo a Estimação de Estados utiliza técnicas de probabilidade e estatística, sendo o método *Weighted Least Squares* (WLS) uma metodologia clássica, cujo objetivo consiste em minimizar os erros dos resíduos e obter uma função de distribuição de probabilidades com base nos parâmetros desconhecidos.

Após este trabalho pioneiro, diversos trabalhos foram publicados abordando sistemas de transmissão de energia elétrica. Estes trabalhos também incluem a detecção e identificação de me-

dições com erros grosseiros, bem como métodos para lidar com o problema de análise de observabilidade (Abur and Exposito, 2004), (Monticelli, 2000), (Wu, 1990) e modelagem de cargas e dispositivos (Clements et al., 1995).

Os sistemas de distribuição apresentam características, tais como desequilíbrio, operação radial ou fracamente malhada, dentre outros, diferindo fortemente das metodologias aplicáveis aos sistemas de transmissão (Della Giustina et al., 2014), (Huang et al., 2012).

Dentre as formulações de estimação de estados existentes na literatura, predomina-se o método dos mínimos quadrados ponderados e as variáveis de estado adotadas podem ser as tensões nodais (Baran and Kelley, 1994), (Lu et al., 1995) ou as correntes nos ramos (Baran and Kelley, 1995), (Wang et al., 2009).

A adoção das correntes nos ramos como variáveis de estado para a Estimação de Estados em SDs tem sido utilizada pela comunidade científica devido ao baixo esforço computacional e estabilidade numérica. O uso de medidores inteligentes também vem sendo largamente aplicado (Baran and McDermott, 2009). Nessa formulação, medidas de tensão também podem ser incorporadas para aprimorar os resultados (Baran et al., 2009a) e processar erros topológicos (Baran et al., 2009b).

Dentre as variadas aplicabilidades das PMUs

em sistemas de potência seu uso pode trazer benefícios para a Estimção de Estados ao permitir uma análise dinâmica do sistema e a aquisição de medidas com maior exatidão garantindo, portanto, uma maior confiabilidade nos resultados adquiridos e podendo eliminar significativamente o efeito de erros de atraso de tempo ao realizar a medição direta de magnitudes e ângulos de fase (Phadke and Thorp, 2008). Recentes trabalhos mostram que os estimadores de estado podem ser melhorados através do uso desses modernos equipamentos de mediação, (Aminifar et al., 2014), (Phadke et al., 2009) e (Zhou et al., 2006).

Este artigo utiliza uma metodologia que considera como estado a ser estimado,  $\hat{x}$ , todas as correntes nos ramos, em sua forma real e imaginária, para as três fases ( $a$ ,  $b$  e  $c$ ) de um sistema. Pseudo-medidas são incorporados ao problema de otimização como restrições de desigualdade para as barras não monitoradas. O procedimento de alocação das PMUs visa minimizar o número de unidades utilizadas. O problema de otimização proposto é solucionado utilizando o método primal-dual de pontos interiores com barreira de segurança apresentado em (Oliveira et al., 2015).

## 2 Metodologia Proposta

### 2.1 Proposta de Alocação de PMU's

Uma proposta de instalação estratégica de PMU's em sistemas de distribuição consiste em utilizá-las na saída da subestação, nos entroncamentos e no final de cada alimentador. Essa alternativa permite conhecer o perfil de tensão ao longo de um alimentador. Além disso, através do conhecimento dos fasores de corrente no início e no final de cada seção, o consumo de carga ao longo desta seção do alimentador já está definido. A Figura 1 ilustra como foram alocadas as PMU's para um sistema de 15 barras.

Este procedimento de alocação pode ser entendido para todo o sistema de distribuição, como mostrado para o sistema de distribuição IEEE de 33 barras (Baran and Wu, 1989) na Figura 2 onde as barras onde estão instaladas as PMUs são identificadas pelos quadrados amarelos. É interessante notar que na subestação que é a barra de referência do sistema, sempre será necessário a instalação de uma PMU que provê a tensão de referência do sistema em módulo e fase.

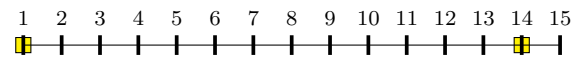


Figura 1: Representação do sistema de distribuição de 15 barras.

Uma grande vantagem do uso da proposta é a incorporação de dispositivos de controle na solu-

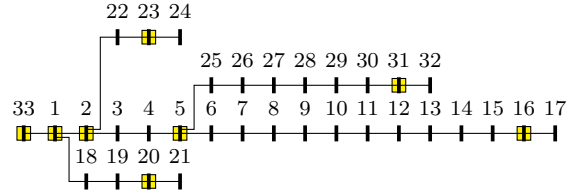


Figura 2: Representação do sistema de distribuição IEEE de 33 barras.

ção do problema de estimação de estados. Geralmente em sistemas de distribuição estão presentes reguladores de tensão. Para realizar esta tarefa basta alocar uma PMU no local onde esta instalado o dispositivo de controle e medir as correntes e tensões nas duas extremidades do equipamento.

### 2.2 Modelagem Matemática do Estimador de Estados Proposto

A metodologia proposta considera como vetor de estados a parte real e imaginária da corrente em todos os ramos do sistema e em todas as fases ( $a$ ,  $b$  e  $c$ ), onde  $I_{km, r}^s$  e  $I_{km, m}^s$  são as partes reais e imaginárias da corrente referente a cada fase  $s$ , respectivamente. A dimensão do vetor de estado é  $6 \times nb$ , onde  $nb$  equivale ao número de ramos do sistema.

O objetivo é minimizar a função objetivo  $J$ , Equação 1, baseada no método dos mínimos quadrados ponderados minimizando os erros quadráticos das medições das PMU's em relação aos valores estimados. As injeções de corrente das barras sem carga (barras de passagem) são também inseridas na função objetivo como medições virtuais, ou seja, como injeções nulas. As cargas não monitoradas são modeladas como inequações com limites superiores e inferiores, estes limites são de grande importância, pois permitirão a variação da carga ao longo do intervalo de estudo no sistema de distribuição.

$$\text{Min } J_l = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{2m} \left( \frac{z_k^s - h_k^s(x)}{\sigma_k} \right)^2 \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} P_{min,k}^s &\leq P_k^s \leq P_{max,k}^s & k &= 1 : cnm \\ & & s &= A, B, C \end{aligned} \quad (2)$$

$$Q_{min,k}^s \leq Q_k^s \leq Q_{max,k}^s$$

Onde:

|                            |                                                                                         |
|----------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| $m$                        | Número total de medidas obtidas das PMUs referentes ao subsistema $l$ ;                 |
| $cnm$                      | Número total de barras de cargas não monitoradas do subsistema $l$ ;                    |
| $z_k^s$                    | Partes real e imaginária das medidas obtidas para a barra $k$ .                         |
| $x$                        | Vetor de estados que contém as partes real e imaginária das correntes nos ramos;        |
| $h_k^s(x)$                 | Função associada a cada medida $z_k^s$ ;                                                |
| $\sigma_k$                 | Variância da medida obtida para a barra $k$ ;                                           |
| $P_k^s, Q_k^s$             | Potências ativa e reativa injetadas, na fase $s$ , na barra $k$ ;                       |
| $P_{min,k}^s, Q_{min,k}^s$ | Valor mínimo de potência ativa e reativa permitida para a barra $k$ , para a fase $s$ ; |
| $P_{max,k}^s, Q_{max,k}^s$ | Valor máximo de potência ativa para a permitida barra $k$ , para a fase $s$ .           |

Visto que as variáveis de estado na formulação proposta são as correntes nos ramos em coordenadas retangulares e existem medidas de tensão, é necessário relacionar estas em função das correntes nos ramos, que são as variáveis de estado. As tensões nodais podem ser obtidas, em função das correntes nos ramos, calculando-se as quedas de tensão ao longo do alimentador para cada fase. Uma segunda alternativa é cálculo matricial utilizando a matriz de admitância nodal e a matriz com as correntes injetadas em cada barra do sistema obtida através da lei de kirchoff para as correntes.

### 2.3 Restrições

As concessionárias de energia elétrica não possuem medições em tempo real do consumo de seus consumidores, como ocorre nas barras com PMU, mas através das faturas de consumo de energia elétrica, esta tem uma estimativa da média histórica de consumo da carga para determinado alimentador ou ramal. A carga presente em um determinado alimentador varia ao longo do dia, da semana, do mês, do ano e da estação, mas essa variação ocorre em torno de um valor médio, como mostrado na Figura 3.

Assim as restrições de potência ativa e reativa que canalizam a solução do problema tem como limites superior e inferior uma porcentagem do valor histórico da carga consumida obtida através do fator de variação da carga  $p$ , permitindo assim uma variação da carga ao longo do período de estudo, conforme Equação 3.

$$\begin{aligned} (1-p) P_{k(hist)}^s &\leq P_k^s \leq (1+p) P_{k(hist)}^s \\ (1-p) Q_{k(hist)}^s &\leq Q_k^s \leq (1+p) Q_{k(hist)}^s \end{aligned} \quad (3)$$

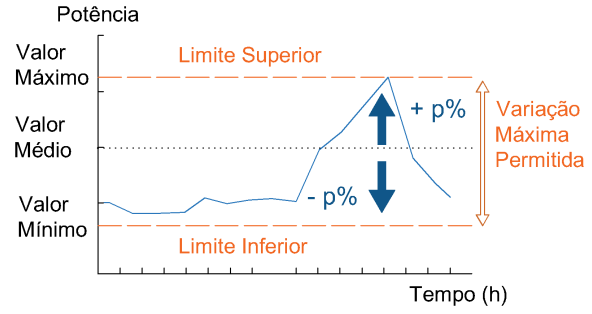


Figura 3: Limites superiores e inferiores de demanda de potência (kW).

Onde:

|                 |                                                                  |
|-----------------|------------------------------------------------------------------|
| $P_{k(hist)}^s$ | Valor histórico de potência ativa na barra $k$ não monitorada;   |
| $Q_{k(hist)}^s$ | Valor histórico de potência reativa na barra $k$ não monitorada. |

## 3 Resultados

O estimador proposto considera os seguintes tipos de dados de entrada: dados de topologia e parâmetros do circuito, desvio padrão das medidas, dados medidos em tempo real obtidos pelas PMUs e dados históricos de carga.

Os dados medidos em tempo real pelas PMUs foram emulados utilizando um programa de fluxo de potência trifásico. Conforme (Abur and Exposito, 2004), considerou-se um desvio padrão igual a 0,004 para as medidas de tensão (módulo e fase), 0,008 para as correntes nos ramos e 0,001 para as injeções nulas de corrente (partes real e imaginária), por serem medidas altamente confiáveis. A fim de representar as incertezas e imprecisões nos equipamentos de medição, foram introduzidos erros randômicos (ruídos brancos) nos resultados do fluxo de potência, sendo estes máximos de 0,4 % para as tensões e 0,8 % para as correntes nos ramos.

As barras não monitoradas são representadas considerando suas potências ativas e reativas como restrições de desigualdade com limites inferiores e superiores que são definidos considerando-se uma margem de variação destas potências de até 40 % dos respectivos dados históricos ( $p = 40\%$ ).

A resolução do problema de otimização para obtenção dos estados dos sistemas será feita via implementação do método SFTB - IPM (Oliveira et al., 2015). A inicialização das correntes de ramo no problema de estimação de estados foi feita utilizando-se os valores do caso base do fluxo de potência.

Todos os resultados das simulações do estimador de estados com a metodologia proposta foram validados através do fluxo de potência trifásico via injeção de correntes.

Para as simulações utilizou-se o sistema de distribuição de 33 barras, que é uma modificação no sistema apresentado por Baran (Baran and Wu, 1989) e ilustrado na Figura 2. Como este sistema é um equivalente monofásico, para representar a configuração trifásica as impedâncias mútuas foram consideradas como 25 % das impedâncias de sequência positiva. As PMUs estão localizadas nas barras 33, 1, 2, 5, 16, 20, 23 e 31, no total de 8 barras com PMU, conforme indicado na Figura 2. Este sistema não possui nenhuma barra de passagem. Todas as demais são consideradas barras de carga não monitoradas.

Na simulação o carregamento será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 115% do carregamento apresentado no caso base, para as demais fases representa 90% para a fase B e 105% para a fase C.

As tensões nodais, em módulo e defasagem para a Fase B, são apresentadas nas Figuras 4 e 5. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 6 e 7. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("true values"), a metodologia proposta e a metodologia (Baran and Kelley, 1995). Por questões de espaço, serão mostrados apenas resultados gráficos para a Fase B.

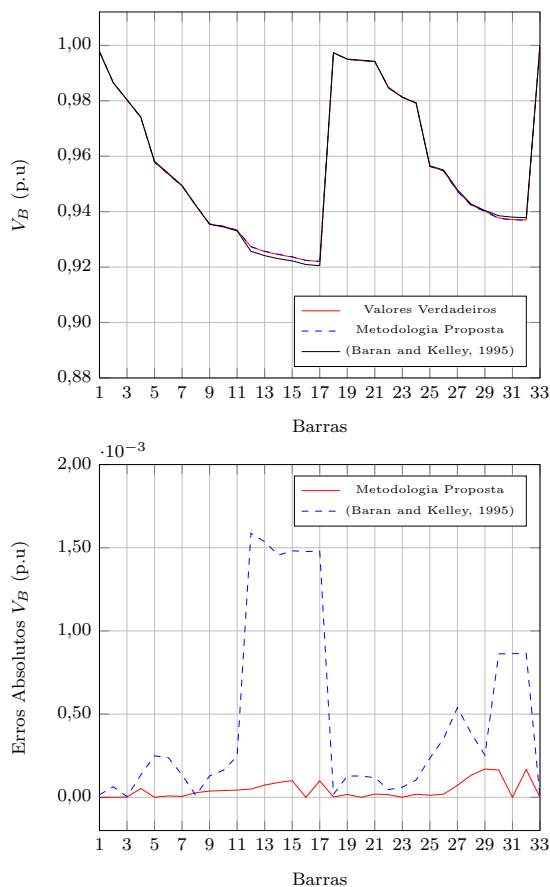


Figura 4: Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado.

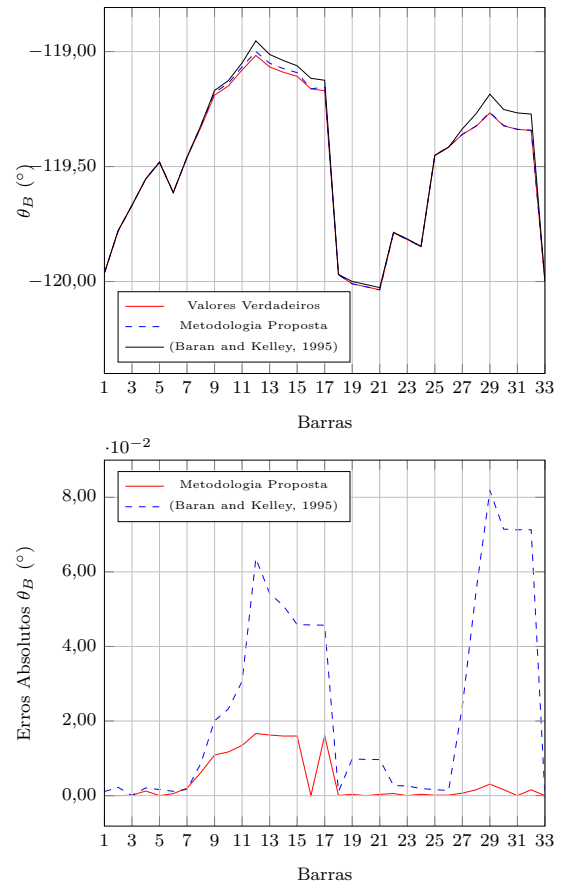


Figura 5: Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado.

As Tabelas 1 e 2 apresentam os maiores erros percentuais obtidos na metodologia proposta e na metodologia (Baran and Kelley, 1995) em relação aos valores verdadeiros para todas as fases do sistema de 33 barras em todas as grandezas analisadas.

Tabela 1: Maiores erros percentuais obtidos em cada fase para o sistema de 33 barras para metodologia proposta.

| Fase | Metodologia Proposta |              |       |       |
|------|----------------------|--------------|-------|-------|
|      | V (%)                | $\theta$ (%) | P (%) | Q (%) |
| A    | 0,03                 | 3,08         | 8,77  | 18,60 |
| B    | 0,04                 | 0,02         | 9,11  | 18,02 |
| C    | 0,04                 | 0,02         | 8,36  | 16,92 |

Tabela 2: Maiores erros percentuais obtidos em cada fase para o sistema de 33 barras para a metodologia (Baran and Kelley, 1995).

| Fase | (Baran and Kelley, 1995) |              |       |        |
|------|--------------------------|--------------|-------|--------|
|      | V (%)                    | $\theta$ (%) | P (%) | Q (%)  |
| A    | 0,31                     | 22,42        | 65,31 | 183,89 |
| B    | 0,17                     | 0,05         | 47,35 | 106,66 |
| C    | 0,22                     | 0,05         | 52,30 | 149,97 |

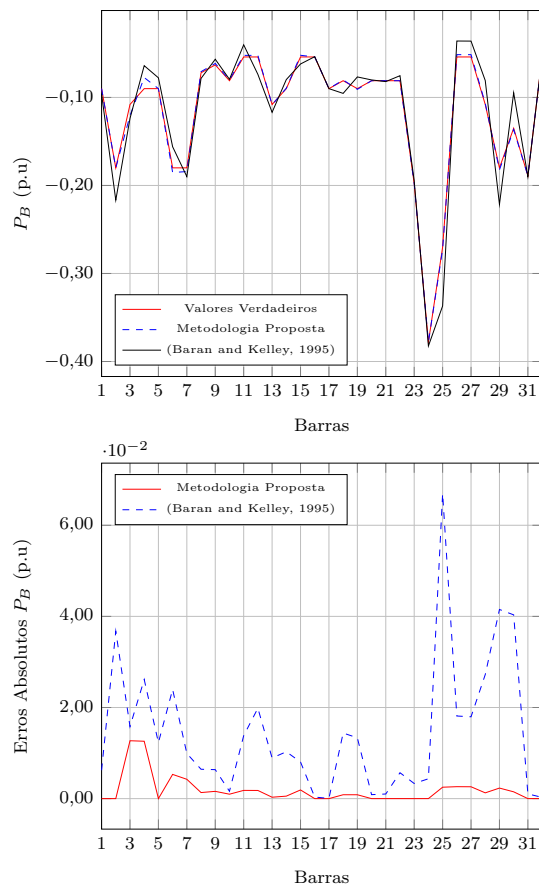


Figura 6: Potência Ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado.

Conforme resultados apresentados, observa-se que a metodologia proposta é bem precisa e apresenta melhores resultados que a metodologia (Baran and Kelley, 1995) em todas as grandezas apresentadas, sendo os erros entre os valores verdadeiros e os estimados menores. Os erros do módulo e do ângulo da tensão são bem pequenos como mostrado nas Figuras 4 e 5, respectivamente. Em sistemas de distribuição devido a baixa densidade de cargas, se comparado com redes de transmissão, a abertura angular entre as barras do sistema é pequena, assim qualquer erro na estimação dos ângulos das tensões nodais podem comprometer os resultados para os cálculos das potências ativa e reativa, visto que essas são função da tensão.

Como era de se esperar, com uma maior precisão na obtenção das tensões nodais pela metodologia proposta acarreta-se em melhores resultados para o cálculo das potências ativas e reativas conforme observado nas Figuras 6 e 7.

As Tabelas 1 e 2 demonstram que a metodologia de estimação de estados proposta obtém menores erros em relação aos valores verdadeiros que a metodologia (Baran and Kelley, 1995) e portanto representa uma estimativa mais precisa das condições operativas do sistema de distribuição de 33

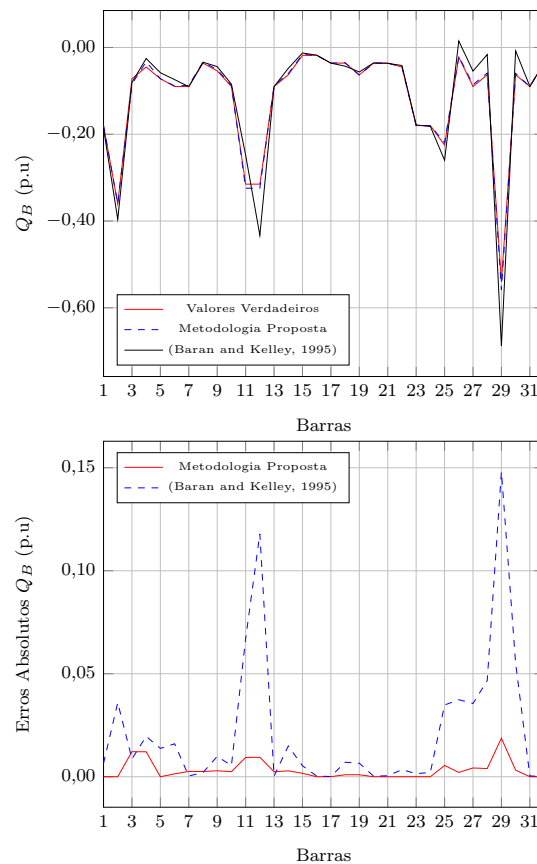


Figura 7: Potência Reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado.

barras.

Com os resultados obtidos, fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente. Por fim, como os erros são pequenos para as barras não monitoradas, a técnica proposta será uma ferramenta útil na operação e monitoramento de sistemas de distribuição.

#### 4 Conclusões

Uma nova abordagem para estimação de estados trifásica em sistemas de distribuição com base em medições através de PMUs, bem como medidas virtuais (injeções de corrente nulas) para as barras de passagem foi apresentada. As cargas não monitoradas são tratadas como restrições de desigualdade limitadas por uma porcentagem dos dados históricos de carga correspondentes. Como pode ser visto a partir dos resultados, a metodologia proposta requer um pequeno número de PMUs instaladas e produz resultados precisos quando comparados com os valores verdadeiros obtidos através do cálculo de fluxo de carga e melhores re-

sultados em comparação com a metodologia abordada na metodologia (Baran and Kelley, 1995).

### Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), ao Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq) e Fundação de Amparo   Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), pelo apoio financeiro através do INERGE (Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energia Elétrica).

### Referências

- Abur, A. and Exposito, A. G. (2004). *Power System State Estimation: Theory and Implementation*, CRC Press.
- Aminifar, F., Fotuhi-Firuzabad, M., Davoudi, A., Safdarian, A. and Shahidehpour, M. (2014). Synchrophasor measurement technology in power systems: Panorama and state-of-the-art, *IEEE Access, The Journal for Rapid Open Access Publishing* **2**: 1607–1628.
- Baran, M. E., Jung, J. and McDermott, T. E. (2009a). Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems, *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*, IEEE, pp. 1–5.
- Baran, M. E. and Kelley, A. W. (1994). State estimation for real-time monitoring of distribution systems, *Power Systems, IEEE Transactions on* **9**(3): 1601–1609.
- Baran, M. E. and Kelley, A. W. (1995). A branch-current-based state estimation method for distribution systems, *IEEE transactions on power systems* **10**(CONF-940702–).
- Baran, M. E. and Wu, F. F. (1989). Network re-configuration in distribution systems for loss reduction and load balancing, *Power Delivery, IEEE Transactions on* **4**(2): 1401–1407.
- Baran, M., Jung, J. and McDermott, T. (2009b). Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems, *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009*, IEEE, pp. 1–4.
- Baran, M. and McDermott, T. (2009). Distribution system state estimation using AMI data, *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*, IEEE, pp. 1–3.
- Clements, K. A., Davis, P. W. and Frey, K. D. (1995). Treatment of inequality constraints in power system state estimation, *Power Systems, IEEE Transactions on* **10**(2): 567–574.
- Della Giustina, D., Pau, M., Pegoraro, P. A., Ponci, F. and Sulis, S. (2014). Electrical distribution system state estimation: Measurement issues and challenges, *IEEE Instrumentation & Measurement Magazine* **17**(6): 36–42.
- Huang, Y.-F., Werner, S., Huang, J., Kashyap, N. and Gupta, V. (2012). State estimation in electric power grids: Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid, *Signal Processing Magazine, IEEE* **29**(5): 33–43.
- Lu, C., Teng, J. and Liu, W.-H. (1995). Distribution system state estimation, *Power Systems, IEEE Transactions on* **10**(1): 229–240.
- Monticelli, A. (2000). Electric power system state estimation, *Proceedings of the IEEE* **88**(2): 262–282.
- Oliveira, E. J., Oliveira, L. W., Pereira, J., Hon rio, L. M., Silva, I. C. and Marcato, A. (2015). An optimal power flow based on safety barrier interior point method, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **64**: 977–985.
- Phadke, A. G. and Thorp, J. S. (2008). *Synchronized phasor measurements and their applications*, Springer Science & Business Media.
- Phadke, A., Thorp, J., Nuqui, R. and Zhou, M. (2009). Recent developments in state estimation with phasor measurements, *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*, IEEE, pp. 1–7.
- Schweppe, F. C. and Wildes, J. (1970). Power system static-state estimation, part i, ii and iii, *Power Apparatus and Systems, Ieee Transactions on* (1): 120–135.
- Wang, B., Liu, D. and Xiong, L. (2009). An improved ant colony system in optimizing power system PMU placement problem, *Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific*, IEEE, pp. 1–3.
- Wu, F. F. (1990). Power system state estimation: a survey, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **12**(2): 80–87.
- Zhou, M., Centeno, V. A., Thorp, J. S. and Phadke, A. G. (2006). An alternative for including phasor measurements in state estimators, *Power Systems, IEEE Transactions on* **21**(4): 1930–1937.