

Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição Utilizando PMUs

Guilherme O. Alves*, J. L. R. Pereira*, Paulo A. N. Garcia*, Bráulio C. Oliveira* e Sandoval Carneiro Junior†

*Departamento de Energia Elétrica - UFJF

Emails: guilherme.alves@engenharia.ufjf.br, jluiz@ieee.org, paulo.garcia@ufjf.edu.br, braulio.oliveira@engenharia.ufjf.br,

†Vale SA - Email: sandocarneiro@gmail.com

Resumo—Este artigo apresenta uma nova metodologia para solução do problema de estimação de estados em redes de distribuição de energia elétrica. O processo de estimação de estados é formulado 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.

I. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o aumento da Geração Distribuída (GD), as novas tecnologias de telecomunicações, os novos dispositivos de controle e a desregulamentação do mercado de energia, transformaram os sistemas de distribuição (SD) de redes passivas para redes ativas, chamadas na literatura de *smart grids* [1]. Esta evolução impõe muitos desafios e tem exigido o desenvolvimento de novos algoritmos para a operação em tempo real. Uma ferramenta essencial nesse cenário é o estimador de estados [2].

Desde o trabalho pioneiro de FC Schweppe em 1970 [3], a estimação estática de estados (EEE) tornou-se uma ferramenta importante para operação, controle e planejamento dos sistemas de transmissão de energia elétrica. Os estimadores de estados determinam o estado mais provável do sistema de energia a partir de medições em tempo real através do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) [4].

No nível do sistema de transmissão vários trabalhos sobre estimação de estados tem sido publicados nos últimos anos, incluindo a detecção e identificação de medições com erros grosseiros, bem como métodos para lidar com o problema de análise de observabilidade [5], [6], [7].

A referência [8] propõe uma formulação restrita para resolver o problema de estimação de estados em sistemas de transmissão onde as cargas não monitoradas, os limites de *tap* de transformadores e os limites de geração de reativos são tratados como restrições de desigualdade. Além disso, as injeções nulas de potência ativa e reativa são modeladas como restrições de igualdade.

A referência [9] apresenta um modelo de estimação de estados usando menor valor absoluto (LAV - *Least Absolute Value*) com restrições de igualdade e desigualdade onde o problema é resolvido usando programação linear.

As metodologias de estimação de estados em sistemas de transmissão não são adequadas para serem aplicadas em sistemas de distribuição (SDs). Isto é devido principalmente às suas características tais como desequilíbrio, operação radial ou fracamente malhada e ao pequeno número de medições em tempo real [2], [10].

Em [11] um novo método para a estimação de estados em SDs considerando um pequeno número de medições remotas, em condições quase em tempo real, foi apresentado. A maioria das formulações propostas na literatura são baseadas no método dos mínimos quadrados ponderados e utilização das tensões nodais [12], [13] ou as correntes nos ramos como variáveis de estado [14], [15].

Devido ao baixo esforço computacional e estabilidade numérica, o estimador de estados com correntes nos ramos (EECR) para SD, usando instalações de medidores inteligentes receberam a atenção da comunidade científica [16], de modo que as medidas de magnitude de tensão podem ser incorporadas no EECR [17] e erros topológicos podem ser processados [18].

Devido ao pequeno número de medições em tempo real, a observabilidade de um SD é assegurada através do uso de injeções de potência nas barras de carga não monitoradas como pseudomedidas. Estes valores de pseudomedidas são baseados em dados históricos de carga que irão incorporar baixos valores de precisão que podem impactar negativamente o valor do estado estimado. Alguns estudos tem sido propostos para o tratamento de pseudomedidas utilizando técnicas de inteligência artificial [19] e técnicas de ajuste de carga [20]. A referência [21] apresenta um algoritmo de estimação de estados para SDs, que é uma combinação de dimensionamento de fluxo de carga com o método do valor mínimo absoluto ponderado.

Considerando o rápido desenvolvimento tecnológico e aumento do número de PMUs em redes de energia elétrica, é inevitável implantá-los na estimação de estados [22]. Medições de PMUs são precisamente sincronizadas e podem eliminar significativamente o efeito de erros de atraso de tempo e medição direta de magnitudes e ângulos de fase. Isto irá incorporar melhorias na convergência e na precisão da estimação de estados [23], [24], [25].

A referência [26] faz uma avaliação estatística das técnicas de estimação de estados existentes. Referência [27] apresenta um modelo linear de estimador de estados trifásico para

SDs que inclui a possibilidade de utilizar PMUs. Em [28] a possibilidade de implantar PMU na estimação de estados em SDs, localização de falhas e análise de estabilidade é examinada.

Uma revisão completa do potencial uso de PMUs em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica pode ser encontrada em [23].

Neste trabalho o processo de estimação de estados usando correntes nos ramos como variáveis de estado é modelado como um problema de otimização restrita em que as cargas não monitoradas são tratadas como restrições de desigualdade limitadas pelos dados históricos de demanda, sendo esta a principal contribuição deste trabalho. Os dados históricos de demanda representam uma média de consumo de energia que pode ser obtida pela concessionária de distribuição através das faturas de consumo de seus clientes e as cargas não monitoradas são limitadas por uma porcentagem inferior e superior destas médias históricas. Com esta faixa de variação permitida para as cargas, o estimador de estados pode acompanhar a variação do carregamento do sistema de distribuição ao longo de certo período ou sob uma curva de carga.

A forma de modelar as cargas não monitoradas do sistema descrita anteriormente e a nova formulação matemática são as principais vantagens da metodologia proposta em relação à formulação tradicional dos estimadores de estados proposta em [29], que também apresenta uma abordagem com correntes nos ramos como variáveis de estado e mostra as vantagens da utilização de PMUs na formulação para melhorar a qualidade dos resultados.

O conjunto de medidas consideradas são correntes e tensões fasoriais onde as PMUs são instaladas, bem como as injeções nulas de corrente nas barras sem carga. O método de pontos interiores primal-dual com base na abordagem da barreira de segurança é usado para resolver o problema de otimização proposto [30]. As alocações de PMUs e a metodologia de otimização restrita permitem resolver o problema de estimação estática de estados com precisão elevada utilizando um número relativamente pequeno de PMUs, quando comparado com o número total de barras do sistema.

A. Estratégia de Alocação de PMUs

Consideremos um sistema de distribuição sem ramos laterais como mostrado na Figura 1 em que duas PMUs são instaladas nas barras 2 e 14. A estratégia de alocação de PMUs baseia-se no conhecimento de fasores de tensão e corrente no início e no final de cada alimentador do sistema. Uma vez que as tensões sincronizadas são medidas, os perfis de tensão ao longo do alimentador ficam estabelecidos. Além disso, se os fasores de corrente no início e no final são quantidades conhecidas, o consumo de carga ao longo do alimentador já está definido. Este procedimento de alocação pode ser estendido para todo o sistema de distribuição, como mostrado para o sistema de distribuição IEEE de 33 barras [31] na Figura 2 onde as barras onde estão instaladas as PMUs são identificadas pelos quadrados amarelos. Para cada barra que tem uma unidade de Geração Distribuída (GD) conectada, com controle de tensão,

uma PMU deve ser alocada. 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.

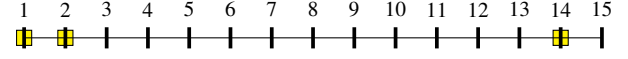


Figura 1. Representação do sistema de distribuição de 15 barras.

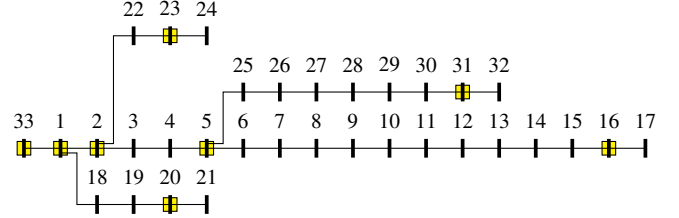


Figura 2. Representação do sistema de distribuição IEEE de 33 barras.

B. Modelagem Matemática do Estimador de Estados Proposto

O problema de estimação estática de estados é formulado como um modelo de otimização restrita na qual a função objetivo J , Equação (1) a ser minimizada é uma função quadrática dos erros de medições das PMUs. As injeções de corrente das barras sem carga são também consideradas como medições. As cargas não monitoradas são tratadas como restrições com limites variáveis, dependentes dos dados históricos de demanda, Equações (2), (3) e (4).

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

Sujeito a:

$$\begin{aligned} P_{min_k} &\leq P_k \leq P_{max_k} \\ Q_{min_k} &\leq Q_k \leq Q_{max_k} \end{aligned} \quad k = 1 : cnm \quad (2)$$

Onde,

$$\begin{aligned} P_{min_k} &= (1 - p)P_k^{hist} \\ P_{max_k} &= (1 + p)P_k^{hist} \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} Q_{min_k} &= (1 - p)Q_k^{hist} \\ Q_{max_k} &= (1 + p)Q_k^{hist} \end{aligned} \quad (4)$$

- m Número total de medidas obtidas das PMUs e de injeções correntes nas barras de passagem;
- cnm Número total de barras de cargas não monitoradas;
- nr Número total de ramos do sistema de distribuição;
- z_k Partes real e imaginária das medidas obtidas para a barra k (tensões nodais, correntes nos ramos e injeções nulas, $V_{k,r} + jV_{k,m}$, $I_{km,r} + jI_{km,m}$ e I_k), dimensão $(2m \times 1)$;

x	Vetor de estados que contém as partes real e imaginária das correntes nos ramos ($I_{km,r} + jI_{km,m}$), dimensão ($2nr \times 1$);
$h_k(x)$	Função associada a cada medida z_k , $k = 1 : 2m$;
σ_k	Variância da medida obtida para a barra k ;
p	Fator de variação de carga das cargas não monitoradas;
P_k^{hist}	Valor histórico de potência ativa na barra k ;
Q_k^{hist}	Valor histórico de potência reativa na barra k ;
P_k, Q_k	Potências ativa e reativa injetadas na barra k escritas em função das correntes nos ramos;
$Pmin_k$	Limite mínimo de potência ativa para a barra k ;
$Pmax_k$	Limite máximo de potência ativa para a barra k ;
$Qmin_k$	Limite mínimo de potência reativa para a barra k ;
$Qmax_k$	Limite máximo de potência reativa para a barra k .

O fasor de tensão em qualquer barra onde está instalada uma PMU deve ser calculado em função das correntes nos ramos através do cálculo da queda de tensão ao longo do alimentador. Portanto, torna-se necessário reorganizar a rede em camadas como em [32]. As medições fasoriais de corrente são convertidas em partes real e imaginária e a determinação de $h(x)$ é bastante simples. As injeções de corrente nulas nas barras de passagem, consideradas como medidas virtuais, podem ser escritas como uma função das correntes de ramos usando a lei de Kirchoff para correntes.

No caso do sistema de distribuição possuir equipamentos como chaves telecomandadas ou religadores de linha dos quais se obtém medição de módulos de tensão ou corrente, estas medidas podem ser incorporadas ao estimador de estados.

II. EXEMPLO ILUSTRATIVO

A fim de facilitar a compreensão da metodologia proposta, um exemplo simples é mostrado na Figura 1, onde os dados de rede e de barra correspondentes são apresentados no Apêndice, Tabelas V e VI. Neste exemplo, os dados históricos de carga da Tabela V e um fator de carga p de 40% são usados para determinar $Pmin_k$ e $Qmin_k$ na Equação (2) para as cargas não monitoradas nas barras { 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 15 }. A barra número 1 é a referência e portanto contém uma PMU. Duas outras PMUs localizados nas barras 2 e 14 são consideradas. Assim, o ângulo de tensão e fase nas barras 2 e 14, bem como partes real e imaginária das correntes nos ramos 1-2, 2-3, 13-14 e 14-15, são consideradas como medições obtidas das PMUs.

Neste caso o número de medições é igual 14 e o número de estados igual a 28.

A metodologia proposta é totalmente descrita nos passos seguintes:

Passo 1: A partir dos dados das barras de carga na Tabela V, definir os valores de $Pmin_k$, $Pmax_k$, $Qmin_k$ e $Qmax_k$ para as cargas não monitoradas, considerando um fator de carga $p = 40\%$, como mostrado na Tabela I. Assim, essas cargas

podem variar entre 60% e 140% da respectiva média histórica, permitindo a variação de carga do sistema.

Tabela I
LIMITE DAS RESTRIÇÕES DE CARGA PARA O SISTEMA DE 15 BARRAS

Barra	$Pmin$ (p.u)	$Pmax$ (p.u)	$Qmin$ (p.u)	$Qmax$ (p.u)
3	0,120	0,280	0,012	0,028
4	0,120	0,280	0,048	0,112
5	0,054	0,126	0,036	0,084
6	0,060	0,140	0,120	0,280
7	0,060	0,140	0,060	0,140
8	0,090	0,210	0,114	0,266
9	0,120	0,280	0,030	0,070
10	0,060	0,140	0,060	0,140
11	0,072	0,168	0,120	0,280
12	0,066	0,154	0,060	0,140
13	0,054	0,126	0,060	0,140
15	0,054	0,126	0,042	0,098

Passo 2: Execute um programa de fluxo de carga para emular as medições das PMU nas barras 2 e 14, assumindo 0,4% e 0,8% de erros de ruído branco para tensões e correntes, respectivamente, como visto na Tabela II, considerando a medida da PMU na subestação igual a $1\angle 0$. Neste caso foi também considerado um aumento de 10% na carga do sistema com o objetivo de estimar o estado para um ponto de operação diferente da média histórica.

Tabela II
MEDIDAS OBTIDAS PARA O SISTEMA DE 15 BARRAS CONSIDERANDO AUMENTO DE 10% DA CARGA E ERROS DE RUÍDO BRANCO

Medição	Fluxo de potência (p.u)	$\hat{z}_k$ (p.u)
$\hat{V}_2$	0,9925 + 0,0010j	0,9950 + 0,0010j
$\hat{V}_{14}$	0,8940 + 0,0033j	0,8925 + 0,0032j
$\hat{I}_{1-2}$	2,3303 - 1,6245j	2,3355 - 1,6281j
$\hat{I}_{2-3}$	2,2194 - 1,5914j	2,2244 - 1,5949j
$\hat{I}_{13-14}$	0,4806 - 0,1583j	0,4803 - 0,1582j
$\hat{I}_{14-15}$	0,1112 - 0,0858j	0,1111 - 0,0857j

Passo 3: Monte a função objetivo J , Equação (1), a partir das medidas da Tabela II, tendo em mente que as variáveis de estado são as partes real e imaginária das correntes nos ramos. As variâncias adotadas são as mesmas utilizadas em [5]: 0,004 para as medidas de tensão e 0,008 para as medidas de corrente nos ramos e injeções de corrente nas barras sem carga.

Passo 4: Monte a função Lagrangeana a partir de J e as restrições de desigualdade (2) para executar o método de pontos interiores [30] para obter os estados atuais das correntes nos ramos, como visto na Tabela III.

Passo 5: A partir dos estados atuais das correntes nos ramos, calcular as tensões e as injeções de potência ativa e reativa em todas as barras.

Os resultados são comparados com os cálculos de fluxo de carga, que são considerados valores verdadeiros, como pode ser visto nas Figuras 3, 4, 5 e 6. Nas Figuras 5 e 6 as injeções de potência ativa e reativa na barra de número 1 não são representadas, a fim de melhorar a escala dos gráficos.

Comparando os resultados do programa de fluxo de carga (considerados valores verdadeiros) com os da metodologia

Tabela III
CORRENTES NOS RAMOS OBTIDAS NO FLUXO DE POTÊNCIA E NO ESTIMADOR DE ESTADOS

Correntes nos Ramos	Fluxo de Carga (p.u)	Estimador de Estados (p.u)
I_{1-2}	2,3303 - 1,6245j	2,3355 - 1,6281j
I_{2-3}	2,2194 - 1,5914j	2,2244 - 1,5949j
I_{3-4}	1,9933 - 1,5688j	1,9870 - 1,5740j
I_{4-5}	1,7634 - 1,4774j	1,7471 - 1,4839j
I_{5-6}	1,6585 - 1,4078j	1,6449 - 1,4170j
I_{6-7}	1,5396 - 1,1718j	1,5284 - 1,1694j
I_{7-8}	1,4192 - 1,0524j	1,4109 - 1,0519j
I_{8-9}	1,2377 - 0,8249j	1,2290 - 0,8171j
I_{9-10}	0,9959 - 0,7657j	0,9812 - 0,7614j
I_{10-11}	0,8739 - 0,6450j	0,8629 - 0,6438j
I_{11-12}	0,7266 - 0,4023j	0,7184 - 0,3949j
I_{12-13}	0,5915 - 0,2806j	0,5870 - 0,2768j
I_{13-14}	0,4806 - 0,1583j	0,4803 - 0,1582j
I_{14-15}	0,1112 - 0,0858j	0,1111 - 0,0857j

proposta fica claro que a metodologia proposta apresenta resultados bastante precisos.

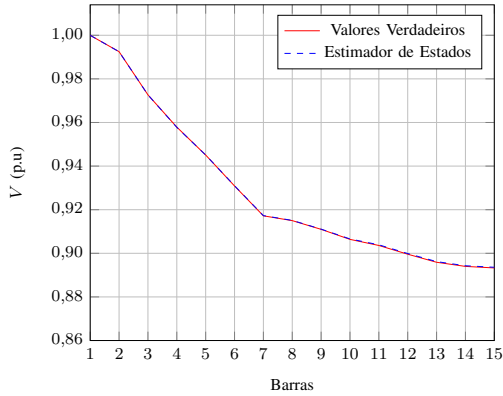


Figura 3. Tensões nodais obtidas para o sistema de 15 barras considerando aumento de 10% da carga e ruídos nas medidas.

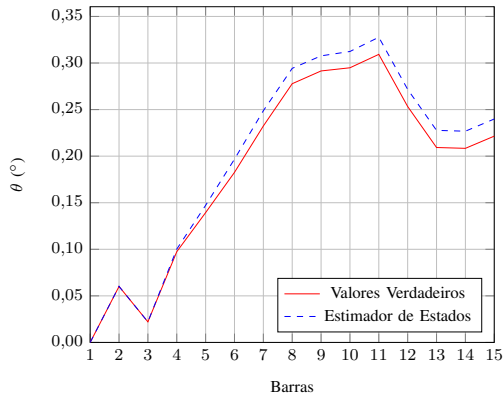


Figura 4. Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 15 barras considerando aumento de 10% da carga e ruídos nas medidas.

Analisando os resultados obtidos, verifica-se que os erros nas barras não monitoradas são muito pequenos o que torna a metodologia proposta atraente.

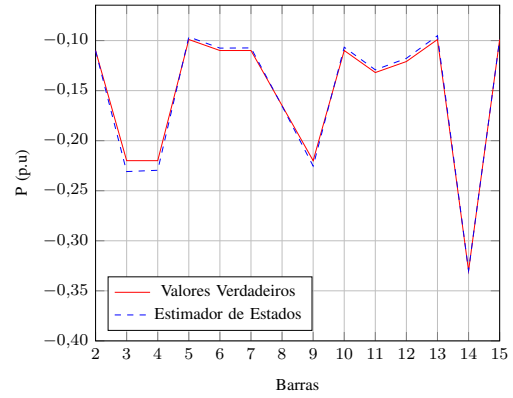


Figura 5. Potência ativa injetada nas barras do sistema de 15 barras considerando aumento de 10% da carga e ruídos nas medidas.

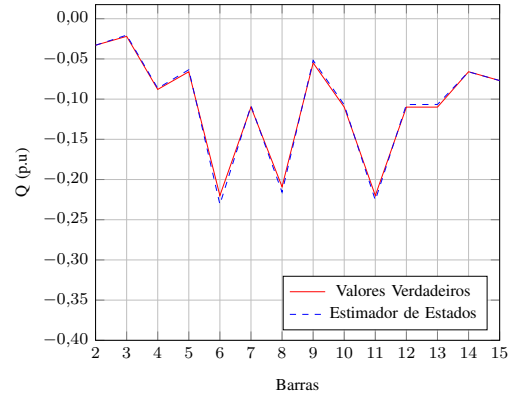


Figura 6. Potência reativa injetada nas barras do sistema de 15 barras considerando aumento de 10% da carga e ruídos nas medidas.

III. RESULTADOS UTILIZANDO O SISTEMA TESTE IEEE DE 33 BARRAS

A metodologia proposta foi testada em vários sistemas testes do IEEE, mas por razões de espaço, os resultados para o sistema de distribuição IEEE de 33 barras serão apresentados. Como pode ser visto na Figura 2, o procedimento de alocação de PMUs explicado na Seção II foi seguido, assim 7 PMUs foram inseridas no início e no final do alimentador principal, bem como em cada alimentador lateral, nas barras {1, 2, 5, 16, 20, 23, 31}. A barra 33 é a subestação e portanto foi alocada uma PMU nela para se ter a referência de tensão, que neste trabalho é considerada 1∠0. O conjunto de medições obtidas das PMUs, considerando um erro de ruído branco de 0,4% e 0,8% para tensões e correntes nos ramos respectivamente é apresentado na Tabela IV. As variâncias adotadas para as medidas são as mesmas do exemplo ilustrativo.

Os resultados são mostrados nas Figuras 7, 8, 9, 10, e fica claro que a metodologia proposta fornece resultados muito precisos. Outra vantagem da abordagem proposta resulta da baixa redundância necessária. Para este caso, existem 64 variáveis de estado e 46 medidas de PMUs.

Tabela IV
MEDIDAS OBTIDAS PARA O SISTEMA DE 33 BARRAS CONSIDERANDO AUMENTO DE 10% DA CARGA E ERROS DE RUÍDO BRANCO

z_k	Valor (p.u)	z_k	Valor (p.u)
$\hat{V}_1$	0,9968 + 0,0013j	$\hat{I}_{4-5}$	3,1479 - 3,2554j
$\hat{V}_2$	0,9762 + 0,0077j	$\hat{I}_{5-6}$	1,5627 - 1,6550j
$\hat{V}_5$	0,9223 + 0,0182j	$\hat{I}_{5-25}$	1,4607 - 1,5038j
$\hat{V}_{16}$	0,8545 + 0,0285j	$\hat{I}_{15-16}$	0,2088 - 0,0705j
$\hat{V}_{20}$	0,9872 - 0,0003j	$\hat{I}_{16-17}$	0,1307 - 0,0473j
$\hat{V}_{23}$	0,9630 + 0,0068j	$\hat{I}_{19-20}$	0,1997 - 0,0889j
$\hat{V}_{31}$	0,8800 + 0,0230j	$\hat{I}_{20-21}$	0,0999 - 0,0445j
$\hat{I}_{33-1}$	4,9905 - 4,7907j	$\hat{I}_{22-23}$	0,7328 - 0,4511j
$\hat{I}_{1-2}$	4,4687 - 4,3587j	$\hat{I}_{23-24}$	0,4809 - 0,2254j
$\hat{I}_{1-18}$	0,4109 - 0,2110j	$\hat{I}_{30-31}$	0,3404 - 0,1654j
$\hat{I}_{2-3}$	3,4026 - 3,4011j	$\hat{I}_{31-32}$	0,0760 - 0,0478j
$\hat{I}_{2-22}$	0,8349 - 0,5068j		

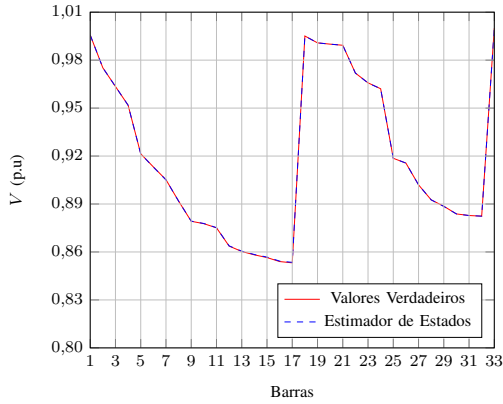


Figura 7. Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando aumento de 10% da carga e ruídos nas medidas.

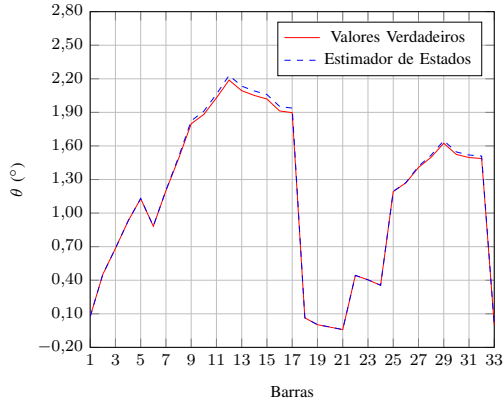


Figura 8. Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando aumento de 10% da carga e ruídos nas medidas.

IV. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma nova abordagem para estimação de estados em sistemas de distribuição com base em medições através de PMUs, bem como medidas virtuais (injeções de corrente nulas) para as barras de passagem. As cargas não monitoradas são tratadas como restrições de desigualdade limitadas por uma porcentagem dos dados históricos de carga

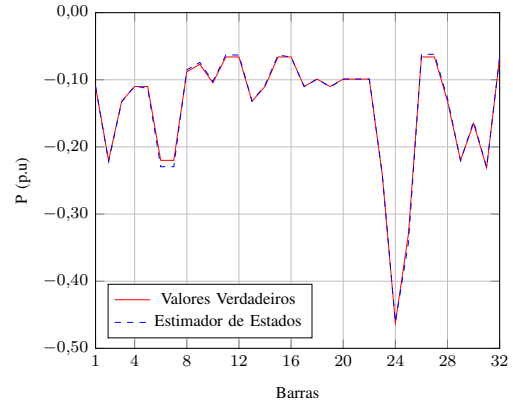


Figura 9. Potência ativa injetada nas barras do sistema de 33 barras considerando aumento de 10% da carga e ruídos nas medidas.

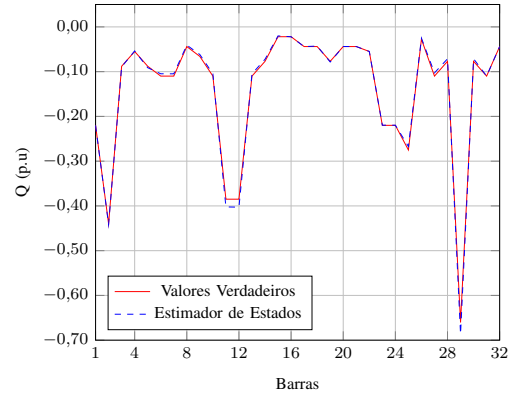


Figura 10. Potência reativa injetada nas barras do sistema de 33 barras considerando aumento de 10% da carga e ruídos nas medidas.

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.

Uma melhoria na metodologia proposta que está sendo desenvolvida consiste em realizar a estimação de estados por trechos (abordagem descentralizada) para grandes sistemas de distribuição, onde para cada alimentador do sistema, utilizando a estratégia de alocação de PMUs no começo e no final mencionada neste artigo, será realizada a estimação de estados de forma independente, o que vai levar a resultados iguais aos da abordagem centralizada (resolução considerando o sistema como um todo) com menor esforço computacional. Isto é possível graças à sincronização das PMUs em cada alimentador.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq) e Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), pelo apoio financeiro através do INERGE (Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energia Elétrica).

REFERÊNCIAS

- [1] G. T. Heydt, "The next generation of power distribution systems," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 1, no. 3, pp. 225–235, 2010.
- [2] D. Della Giustina, M. Pau, P. A. Pegoraro, F. Ponci, and S. Sulis, "Electrical distribution system state estimation: Measurement issues and challenges," *IEEE Instrumentation & Measurement Magazine*, vol. 17, no. 6, pp. 36–42, 2014.
- [3] F. C. Schweppe and J. Wildes, "Power system static-state estimation, part i, ii and iii," *Power Apparatus and Systems, Ieee Transactions on*, no. 1, pp. 120–135, 1970.
- [4] D. J. Gaushell and H. T. Darlington, "Supervisory control and data acquisition," *Proceedings of the IEEE*, vol. 75, no. 12, pp. 1645–1658, 1987.
- [5] A. Abur and A. G. Exposito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. CRC Press, 2004.
- [6] A. Monticelli, "Electric power system state estimation," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 262–282, 2000.
- [7] F. F. Wu, "Power system state estimation: a survey," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 80–87, 1990.
- [8] K. A. Clements, P. W. Davis, and K. D. Frey, "Treatment of inequality constraints in power system state estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 10, no. 2, pp. 567–574, 1995.
- [9] A. Abur and M. K. Celik, "Least absolute value state estimation with equality and inequality constraints," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 8, no. 2, pp. 680–686, 1993.
- [10] Y.-F. Huang, S. Werner, J. Huang, N. Kashyap, and V. Gupta, "State estimation in electric power grids: Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid," *Signal Processing Magazine, IEEE*, vol. 29, no. 5, pp. 33–43, 2012.
- [11] I. Roytelman and S. Shahidehpour, "State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 8, no. 4, pp. 2009–2015, 1993.
- [12] M. E. Baran and A. W. Kelley, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, no. 3, pp. 1601–1609, 1994.
- [13] C. Lu, J. Teng, and W.-H. Liu, "Distribution system state estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 10, no. 1, pp. 229–240, 1995.
- [14] M. E. Baran and A. W. Kelley, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems," *IEEE transactions on power systems*, vol. 10, no. CONF-940702–, 1995.
- [15] B. Wang, D. Liu, and L. Xiong, "An improved ant colony system in optimizing power system PMU placement problem," in *Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific*. IEEE, 2009, pp. 1–3.
- [16] M. Baran and T. McDermott, "Distribution system state estimation using AMI data," in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*. IEEE, 2009, pp. 1–3.
- [17] M. E. Baran, J. Jung, and T. E. McDermott, "Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*. IEEE, 2009, pp. 1–5.
- [18] M. Baran, J. Jung, and T. McDermott, "Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems," in *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009*. IEEE, 2009, pp. 1–4.
- [19] E. Manitsas, R. Singh, B. C. Pal, and G. Strbac, "Distribution system state estimation using an artificial neural network approach for pseudo measurement modeling," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 4, pp. 1888–1896, 2012.
- [20] I. Dzafic, M. Gilles, R. A. Jabr, B. C. Pal, and S. Henselmeyer, "Real time estimation of loads in radial and unsymmetrical three-phase distribution networks," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 4, pp. 4839–4848, 2013.
- [21] I. Dzafic and I. Huseinagic, "Real time distribution system state estimation based on interior point method," *SouthEast Europe Journal of Soft Computing*, vol. 3, no. 1, pp. 32–38, 2014.
- [22] M. Gol and A. Abur, "A hybrid state estimator for systems with limited number of PMUs," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 3, pp. 1511–1517, 2015.
- [23] F. Aminifar, M. Fotuhi-Firuzabad, A. Davoudi, A. Safdarian, and M. Shahidehpour, "Synchrophasor measurement technology in power systems: Panorama and state-of-the-art," *IEEE Access, The Journal for Rapid Open Access Publishing*, vol. 2, pp. 1607–1628, 2014.
- [24] A. Phadke, J. Thorp, R. Nuqui, and M. Zhou, "Recent developments in state estimation with phasor measurements," in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*. IEEE, 2009, pp. 1–7.
- [25] M. Zhou, V. A. Centeno, J. S. Thorp, and A. G. Phadke, "An alternative for including phasor measurements in state estimators," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 4, pp. 1930–1937, 2006.
- [26] R. Singh, B. Pal, and R. Jabr, "Choice of estimator for distribution system state estimation," *IET generation, transmission & distribution*, vol. 3, no. 7, pp. 666–678, 2009.
- [27] D. A. Haughton and G. T. Heydt, "A linear state estimation formulation for smart distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1187–1195, 2013.
- [28] J. Sexauer, P. Javanbakht, and S. Mohagheghi, "Phasor measurement units for the distribution grid: Necessity and benefits," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES*. IEEE, 2013, pp. 1–6.
- [29] M. Pau, P. A. Pegoraro, and S. Sulis, "Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements," *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, vol. 62, no. 9, pp. 2419–2429, 2013.
- [30] E. J. Oliveira, L. W. Oliveira, J. Pereira, L. M. Honório, I. C. Silva, and A. Marcato, "An optimal power flow based on safety barrier interior point method," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 977–985, 2015.
- [31] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [32] D. Shirmohammadi, H. Hong, A. Semlyen, and G. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 2, pp. 753–762, 1988.

APÊNDICE

Os dados de barra e linha para o sistema teste de 15 barras são apresentados nas Tabelas V e VI respectivamente, sobre uma base de 1,0 MVA.

Tabela V
DADOS DE BARRA PARA O SISTEMA TESTE DE 15 BARRAS

Barra	P^{hist} (p.u)	Q^{hist} (p.u)	Barra	P^{hist} (p.u)	Q^{hist} (p.u)
1	0	0	9	0,2	0,05
2	0,1	0,03	10	0,1	0,1
3	0,2	0,02	11	0,12	0,2
4	0,2	0,08	12	0,11	0,1
5	0,09	0,06	13	0,09	0,1
6	0,1	0,2	14	0,30	0,06
7	0,1	0,1	15	0,09	0,07
8	0,15	0,19			

Tabela VI
DADOS DE LINHA PARA O SISTEMA TESTE DE 15 BARRAS

De	Para	R (Ω)	X (Ω)	De	Para	R (Ω)	X (Ω)
1	2	0,3811	0,1941	8	9	0,3744	0,2238
2	3	0,919	0,707	9	10	0,468	0,3550
3	4	0,7872	0,5188	10	11	0,3416	0,2129
4	5	0,7114	0,5351	11	12	0,591	0,526
5	6	0,83	0,64	12	13	0,7463	0,545
6	7	0,944	0,64	13	14	0,589	0,201
7	8	0,1966	0,065	14	15	0,732	0,274