

Estimação de Estados de Redes de Distribuição Desequilibradas Através do Algoritmo E-OPF

Ana F.P. da Costa* Edimar J. de Oliveira** Jhonatan S. Ferreira***
Leonardo W. de Oliveira**** Julio C. Stacchini de Souza†
Gabriel Schreider da Silva‡

* Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: ana.procopio@engenharia.ufjf.br).

** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: edimar.oliveira@ufjf.edu.br).

*** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: jhonatan.sanches@engenharia.ufjf.br).

**** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: leonardo.willer@ufjf.edu.br).

† Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal Fluminense, RJ, (e-mail: julio@ic.uff.br).

‡ Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: gabriel.schreider2016@engenharia.ufjf.br).

Abstract: This work presents a computational tool for State Estimation of single-phase, two-phase or three-phase electricity distribution networks. The proposed methodology considers the unbalanced network and applies the optimization algorithm for state estimation (E-OPF) from literature. Active and reactive power loads are treated as extended variables in the optimization model and are constrained by limits obtained from the system data. The objective function combines the state estimation error of the well-known Weighted Least Squares (WLS) approach with additional indexes related to state variables, which improve the state estimation process. To verify the effectiveness of the proposed technique, the simulations are performed using a 33-bus system modified to include imbalances usually found in the electrical distribution networks.

Resumo: Este trabalho apresenta uma ferramenta computacional para Estimação de Estados de redes de distribuição de energia elétrica monofásicas, bifásicas ou trifásicas. A metodologia proposta considera a rede desequilibrada e aplica o algoritmo de otimização para estimação de estados (E-OPF) da literatura. As potências ativa e reativa de carga são tratadas como variáveis estendidas no modelo de otimização, restritas por limites obtidos a partir de dados de base do sistema. A função objetivo combina o erro de estimativa de estado da conhecida abordagem dos Mínimos Quadrados Ponderados (*Weighted Least Square* - WLS) com índices adicionais relacionados às variáveis de estado, que melhoram o processo de estimação de estados. Para verificar a eficácia da técnica proposta, as simulações são realizadas utilizando um sistema de 33 barras modificado para incluir os desequilíbrios usualmente encontrados em redes elétricas de distribuição.

Keywords: Three-phase state estimation; Electrical distribution systems; Phasor measurement units; Smart meters; Optimal power flow.

Palavras-chaves: Estimação de estados trifásica; Sistemas de distribuição; Unidades de medição fasorial; Medidores inteligentes; Fluxo de potência ótimo.

1. INTRODUÇÃO

A Estimação de Estados (EE) é uma ferramenta matemática desenvolvida para reconhecer os estados do sistema de potência, processando medições adquiridas em tempo real para a parte observável do sistema. Segundo Thukaram et al. (2000), na operação convencional de um Sistema de Distribuição de Energia (SDE) tradicional, há poucas

informações em tempo real disponíveis para monitorar o sistema. No entanto, um monitoramento mais extenso em tempo real e o controle são necessários para a operação eficaz da rede e pela boa qualidade de serviço ao cliente.

Duque et al. (2017) propôs uma metodologia baseada em um modelo *Extended Optimal Power Flow* (E-OPF) para EE em SDE considerando o circuito como monofásico. A técnica desenvolvida para este trabalho não necessita de dados históricos precisos de carga, o que se enquadra no contexto de falta de medidas em SDE típicos. Isso é obtido definindo as cargas de energia como variáveis de otimização

* Os autores gostariam de agradecer às agências brasileiras de pesquisa: FAPEMIG, CNPq, INERGE e CAPES por apoiarem esta pesquisa.

dentro de faixas relaxadas. Portanto, o E-OPF fornece os valores de carga otimizados que minimizam o desvio entre as medidas das variáveis de estado, ângulo de fase e magnitude da tensão, e seus respectivos dados reais, que se enquadram na convergência das cargas reais da rede com precisão adequada.

Oliveira et al. (2018) formulou uma abordagem para a distribuição EE trifásica, considerando correntes de ramificação, que são fornecidas pelas Unidades de Medição Fasorial (*Phasor Measurement Units* - PMU), como variáveis de estado a ser estimado em coordenadas retangulares para sistemas desequilibrados de distribuição. Em seguida, as barras de carga monitoradas são consideradas como restrições de desigualdade, que são limitadas considerando a variação de carga diária de intervalo de tempo. Além disso, a rede de distribuição foi subdividida em subsistemas, no intuito de utilizar processamento paralelo para estimação de estado, porém para isso é necessário uma alocação estratégica dos PMUs em busca de uma descentralização natural da rede. Na abordagem os PMUs são alocados no início e no final de cada alimentador lateral, porém para alimentadores longos, pode ser necessário a alocação de PMUs adicionais. Observa-se que apesar das barras de carga não monitoradas entrarem na otimização como restrições de desigualdade, para os barramentos de carga que estão sendo acompanhados é necessário o histórico de demanda.

Langner and Abur (2021) tiveram como foco a escolha e a formulação dos ângulos de fase de referência na solução de problemas de EE de sistema de potência multifásico desequilibrado. O método Mínimos Quadrados Ponderados (*Weighted Least Square* - WLS) foi usado nas simulações. Ao usar medições de Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (*Supervisory Control And Data Acquisition* - SCADA), foi necessário definir um ângulo de referência para expressar consistentemente as equações de medição. O autor argumenta que a maior parte dos trabalhos atribuem arbitrariamente a referência angular no barramento raiz do alimentador de distribuição como sendo balanceada, o que pode não ser realista com os sistemas de distribuição atuais. Dessa forma, o objetivo principal deste artigo foi desenvolver e validar um novo método onde uma referência balanceada trifásica foi criada usando um barramento virtual que não afeta a solução final, mas facilita a estimativa de estado de sistemas multifásicos, mesmo quando eles estão operando como uma micro-rede e sob condições altamente desequilibradas. Embora eficaz e simples de implementar, a abordagem não é necessária na presença de medidas de PMU e em casos de subestações típicas, com tensões equilibradas, impostas pelas redes de transmissão fortemente balanceadas por trás delas.

Fernandes et al. (2021) apresenta um método trifásico de EE que aplica o método WLS com base em componentes simétricos para sistemas de distribuição. A rede é modelada como três circuitos monofásicos desacoplados e cada componente da rede foi colocado de acordo com cada circuito de sequência positiva, negativa e zero, desta forma para que a EE possa ser executada nos circuitos desacoplados é realizada uma compensação de corrente considerando a assimetria entre as linhas. Para cada um dos circuitos modelados foi realizada a estimação de estados e para auxiliar encontrar a solução são utilizadas pseudo-

medidas. Uma das análises realizadas no trabalho foi a comparação entre os tempos do método desenvolvido, o trifásico desconsiderando o acoplamento e uma simulação com o trifásico completo. Foi possível verificar que o esforço computacional para simular os três circuitos monofásicos de sequência, que é a metodologia proposta, é maior do que o da simulação trifásica completa. Além disso, no artigo não foi abordado a questão de tipos de medidores, como por exemplo, PMU, SCADA ou *Smart Meters*.

Seguindo essa linha de pesquisa, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de um modelo de estimação de estados trifásico denominado E-OPFT, baseado no algoritmo de otimização para estimação de estados da literatura, E-OPF Duque et al. (2017). O modelo proposto utiliza o método de injeção de correntes e considera o acoplamento entre fases. Para a metodologia proposta, não são necessários dados históricos da demanda, que é considerada como variável de otimização.

Tendo em vista as lacunas observadas na literatura, as seguintes contribuições do presente trabalho podem ser identificadas:

- Não há a necessidade de desacoplar os circuitos de sequência positiva, negativa e zero;
- É realizada a análise com quantidades diferentes de medidores, destacando-se a necessidade de poucas medições para a convergência do estimador proposto;
- Uma outra análise compara a utilização de PMUs e *Smart Meters* (SM) para realizar as medições do sistema;
- Não é necessário a utilização do histórico da carga no processo de estimação.

2. METODOLOGIA

A metodologia proposta consiste em realizar a estimação de estados trifásica utilizando como base o método de injeção de corrente, conforme será apresentado a seguir.

2.1 Modelagem da Rede

Um ponto fundamental para se trabalhar com sistemas trifásicos é a forma que a rede é modelada. Para este estudo o modelo de linha utilizado é o pi-equivalente a parâmetros concentrados conforme apresentado por Garcia (2001), como pode ser observado na Fig. 1.

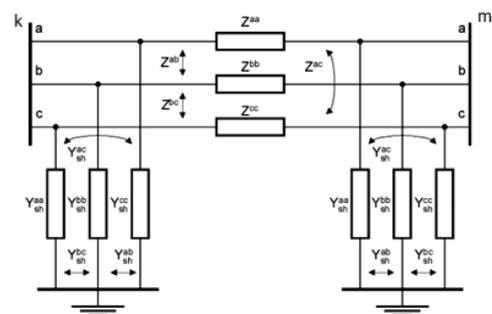


Figura 1. Circuito pi-equivalente de uma linha trifásica.

A representação do circuito da Fig. 1 na forma matricial é dada pelas Equações (1) e (2).

$$[\mathbf{Z}_{km}^{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{km}^{aa} & Z_{km}^{ab} & Z_{km}^{ac} \\ Z_{km}^{ba} & Z_{km}^{bb} & Z_{km}^{bc} \\ Z_{km}^{ca} & Z_{km}^{cb} & Z_{km}^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^{aa} & r_{km}^{ab} & r_{km}^{ac} \\ r_{km}^{ba} & r_{km}^{bb} & r_{km}^{bc} \\ r_{km}^{ca} & r_{km}^{cb} & r_{km}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{km}^{aa} & x_{km}^{ab} & x_{km}^{ac} \\ x_{km}^{ba} & x_{km}^{bb} & x_{km}^{bc} \\ x_{km}^{ca} & x_{km}^{cb} & x_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Onde:

- \mathbf{Z}_{km}^{abc} Matriz de impedância série da linha entre as barras k e m;
- Z_{km}^{ss} Impedância própria da fase s da linha entre as barras k e m;
- Z_{km}^{st} Impedância mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m;
- r_{km}^{ss} Resistência própria da fase s da linha entre as barras k e m;
- r_{km}^{st} Resistência mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m;
- x_{km}^{ss} Reatância própria da fase s da linha entre as barras k e m;
- x_{km}^{st} Reatância mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m;
- s, t, w Representam as fases a,b,c.

$$[\mathbf{Y}_{shkm}^{abc}] = j \begin{bmatrix} b_{shkm}^{aa} & b_{shkm}^{ab} & b_{shkm}^{ac} \\ b_{shkm}^{ba} & b_{shkm}^{bb} & b_{shkm}^{bc} \\ b_{shkm}^{ca} & b_{shkm}^{cb} & b_{shkm}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Onde:

- \mathbf{Y}_{shkm}^{abc} Matriz de admitância shunt da linha entre as barras k e m;
- b_{shkm}^{ss} Susceptância shunt própria da fase s da linha entre as barras k e m;
- b_{shkm}^{st} Susceptância shunt mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m.

2.2 Modelagem dos Limites das Cargas

Na formulação proposta as cargas desequilibradas são consideradas como variáveis de otimização e são, também, estimadas. Portanto, deve-se determinar os limites das cargas ativa e reativa de cada barra, esses limites são definidos em nível global (*gu*), que todas as barras são alteradas juntas, e em nível local (*lu*), onde os limites das barras são modificados de forma individual. Os cálculos dos limites inferiores e superiores são realizados em função dos dados base do sistema em estudo. Assim, o limite da carga no barramento *k* é atualizada de acordo com Ferreira et al. (2021), como segue:

$$Px_{min_k} = \min \{ (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot Px_k \} \quad (3)$$

$$Px_{max_k} = \max \{ (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot Px_k \} \quad (4)$$

$$Qx_{min_k} = \min \{ (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot Qx_k \} \quad (5)$$

$$Qx_{max_k} = \max \{ (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot Qx_k \} \quad (6)$$

Onde:

- $\hat{P}x_{min_k}, \hat{P}x_{max_k}$ Limites inferior e superior da variável que representa a demanda de potência ativa da barra *k*, respectivamente;
- $\hat{Q}x_{min_k}, \hat{Q}x_{max_k}$ Limites inferior e superior da variável que representa a demanda de potência reativa do barramento *k*, respectivamente.

- Nível Global (*gu*): um valor aleatório (*fg*) é amostrado usando uma distribuição normal com valor médio e desvio padrão dado por $\mu_g = 0$ e σ_g , respectivamente, onde σ_g é escolhido em $3 \cdot \sigma_g = gu/2$, o que permite cobrir quase 100% da faixa de incerteza *gu* Koziol et al. (2016);
- Nível Local (*lu*): um valor aleatório (*fl_k*) é amostrado para a barra *k*, usando outra distribuição normal com valor médio e desvio padrão dado por $\mu_l = 0$ e σ_l , respectivamente, onde σ_l é escolhido em $3 \cdot \sigma_l = lu/2$, o que permite cobrir quase 100% do intervalo de incerteza *lu* Koziol et al. (2016).

Portanto, o fator *fg* define o nível de carga do sistema para todas as barras, enquanto *fl_k* estabelece diferentes variações de carga entre os barramentos, o que pode acontecer em sistemas de potência práticos.

2.3 Algoritmo de Estimação de Estados Trifásico - E-OPFT

No E-OPFT proposto, as variáveis de estado da rede elétrica são definidas em coordenadas polares. Portanto, as variáveis de otimização envolvem estimativas do estado da rede (\hat{x}^{abc}), incluindo módulo e ângulo de fase do perfil de tensão de acordo com (7), onde *Nb* é o número de barras de cada uma das fases a,b e c.

$$\hat{x}^{abc} = [\hat{\theta}_k^a, \dots, \hat{\theta}_{Nb}^a, \hat{\theta}_k^b, \dots, \hat{\theta}_{Nb}^b, \hat{\theta}_k^c, \dots, \hat{\theta}_{Nb}^c, \hat{V}_k^a, \dots, \hat{V}_{Nb}^a, \hat{V}_k^b, \dots, \hat{V}_{Nb}^b, \hat{V}_k^c, \dots, \hat{V}_{Nb}^c] \quad (7)$$

Onde:

- $\hat{\theta}_k^s$ Ângulo estimado da fase 's' na barra k;
- \hat{V}_k^s Módulo da tensão estimada da fase 's' na barra k;
- s Representa as fases a,b,c.

A formulação da função objetivo (*fob*) do E-OPFT foi escrita como mostrado em (8) e tem como finalidade a minimização do desvio entre os valores medidos e estimados em relação ao erro do equipamento utilizado na medição. Ou seja, reduzir a diferença entre o valor medido, em uma fase de uma determinada barra, e o valor estimado como estado da rede, sendo essa diferença dividida pela margem de erro do medidor.

$$fob = \min \left(\left(\frac{1}{erro_medidor^a} \cdot [\hat{x}^a - x^{a*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{erro_medidor^b} \cdot [\hat{x}^b - x^{b*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{erro_medidor^c} \cdot [\hat{x}^c - x^{c*}] \right)^2 \right) \quad (8)$$

Onde:
 $erro_medidor^s$ Margem de erro do medidor da fase 's';
 \hat{x}^s Valores estimados da fase 's';
 x^{*s} Valores medidos na fase 's';

Para encontrar o valor ótimo para a *fo*b as restrições que são representadas pelas Equações (9) - (29) precisam ser respeitadas. Para o sistema trifásico a injeção de corrente relativa aos elementos conectados em série entre as barras do sistema é dada pela Equação (9).

$$I_{k,serie}^s = \sum_{i \in \Omega_k} \sum_s (j b_{ki,sh}^{st} V_k^s + (V_k^s - V_i^s) y_{ki}^{st}) \quad (9)$$

Onde:

$I_{k,serie}^s$ Fator de corrente injetada na fase *s* da barra *k*, de uma carga ou unidade geradora;
 V_k^s Fator de tensão da fase *s* da barra *k*;
 V_i^s Fator de tensão da fase *s* da barra *i*;
 $b_{ki,sh}^{st}$ Susceptância em derivação do ramo *k* - *i* das fases *st*;
 Ω_k Conjunto de barras conectadas diretamente à barra *k*;
 y_{ki}^{st} Admitância série do ramo *k* - *i* das fases *st*.

A segunda parte das equações de injeção de corrente é relativa aos componentes em derivação na barra *k*. Seu equacionamento depende da modelagem do componente conectado e do tipo de conexão. Sendo estes componentes modelados como admitâncias em derivação em cada fase, ligadas diretamente à terra, temos a parcela dada por (10).

$$I_{k,deriv}^s = Y_{k,sh}^s V_k^s \quad (10)$$

Onde:

$I_{k,deriv}^s$ Fator de corrente derivação na fase *s*;
 $Y_{k,sh}^s$ Admitância em derivação na fase *s* da barra *k*.

Assim, somando-se as duas parcelas de corrente correspondentes de cada fase, de acordo com os componentes conectados, tem-se a injeção líquida de corrente total da barra *k* (I_k^s), que é dada pela Equação (11).

$$I_k^s = I_{k,deriv}^s + I_{k,serie}^s \quad (11)$$

De forma geral para um sistema com um número de barras igual a *N_b* pode-se colocar as equações na forma matricial como em (12) e (13).

$$\begin{bmatrix} I_1^{abc} \\ I_2^{abc} \\ \vdots \\ I_{N_b}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}^{abc} & Y_{12}^{abc} & \dots & Y_{1N_b}^{abc} \\ Y_{21}^{abc} & Y_{22}^{abc} & \dots & Y_{2N_b}^{abc} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N_b1}^{abc} & Y_{N_b2}^{abc} & \dots & Y_{N_bN_b}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^{abc} \\ V_2^{abc} \\ \vdots \\ V_{N_b}^{abc} \end{bmatrix} \quad (12)$$

Ou, de forma simplificada:

$$I = YV \quad (13)$$

Onde a matriz **Y** é a matriz admitância nodal e seus elementos são dados pela Equação (14).

$$[Y_{ki}^{abc}] = G_{ki}^{abc} + jB_{ki}^{abc} = \begin{bmatrix} G_{ki}^{aaa} & G_{ki}^{abb} & G_{ki}^{acc} \\ G_{ki}^{baa} & G_{ki}^{bbb} & G_{ki}^{bcc} \\ G_{ki}^{caa} & G_{ki}^{cbb} & G_{ki}^{ccc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} B_{ki}^{baa} & B_{ki}^{bab} & B_{ki}^{bac} \\ B_{ki}^{bba} & B_{ki}^{bbb} & B_{ki}^{bbc} \\ B_{ki}^{cba} & B_{ki}^{cbb} & B_{ki}^{ccc} \end{bmatrix} \quad (14)$$

Na Equação (12) os vetores I_k^{abc} e V_k^{abc} para uma barra *k* do sistema, são dados por:

$$[I_{ki}^{abc}] = \begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{r_k}^a \\ I_{r_k}^b \\ I_{r_k}^c \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} I_{im_k}^a \\ I_{im_k}^b \\ I_{im_k}^c \end{bmatrix} \quad (15)$$

$$[V_{ki}^{abc}] = \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{r_k}^a \\ V_{r_k}^b \\ V_{r_k}^c \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} V_{im_k}^a \\ V_{im_k}^b \\ V_{im_k}^c \end{bmatrix} \quad (16)$$

Onde:

$I_{r_k}^s$ Parte real do fator da corrente injetada na fase *s* da barra *k*;
 $I_{im_k}^s$ Parte imaginária do fator da corrente injetada na fase *s* da barra *k*;
 $V_{r_k}^s$ Parte real do fator da tensão injetada na fase *s* da barra *k*;
 $V_{im_k}^s$ Parte imaginária do fator da tensão injetada na fase *s* da barra *k*.

Apenas para a barra *k*, a equação matricial (12) reduz-se à seguinte forma:

$$I_k^s = \sum_{t \in \alpha_p} Y_{kk}^{st} V_k^t + \sum_{i \in \Omega_k, i \neq k} Y_{ki}^{st} V_i^t \quad (17)$$

Para uma carga ou uma unidade geradora conectada à barra *k* do sistema, em estrela tem-se para as fases *a*, *b* e *c*:

$$S_k^s = P_k^s + jQ_k^s = V_k^s (I_{kcg}^s)^* \quad (18)$$

Onde:

S_k^s Potência aparente injetada na fase *s* da barra *k*;
 P_k^s Potência ativa injetada na fase *s* da barra *k*;
 Q_k^s Potência reativa injetada na fase *s* da barra *k*;
 I_{kcg}^s Fator de corrente injetada na fase *s* da barra *k*, de uma carga ou uma unidade geradora.

Isolando-se o fator de corrente da Equação (18), tem-se:

$$I_{kcg}^s = \left(\frac{P_k^s + jQ_k^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{P_k^s - jQ_k^s}{V_k^{s*}} \right) \quad (19)$$

A partir da Equação (19) escrevendo-se os fasores de tensão na forma retangular, chega-se à Equação (20).

$$I_{kcg}^s = \left(\frac{P_k^s + jQ_k^s}{(V_{r_k}^s + jV_{im_k}^s)^*} \right)^* = \left(\frac{P_k^s + jQ_k^s}{(V_{r_k}^s - jV_{im_k}^s)} \right) \quad (20)$$

Considerando as simplificações realizadas em (19) e (20), chega-se as restrições ligadas as cargas e as unidades geradoras conectadas ao sistema (21) e (22), lembrando que estas são trifásicas.

$$I_{g_k}^s = \left(\frac{Pg_k^s + jQg_k^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{Pg_k^s - jQg_k^s}{(V_k^s)^*} \right) \quad (21)$$

$$I_{x_k}^s = \left(\frac{Px_k^s + jQx_k^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{Px_k^s - jQx_k^s}{(V_k^s)^*} \right) \quad (22)$$

Onde:

Pg_k^s, Qg_k^s Potência ativa e reativa gerada na fase s da barra k ;
 Px_k^s, Qx_k^s Potência ativa e reativa demandada na fase s da barra k .

Uma outra restrição importante é a referente a corrente que circula pelo condutor neutro (23).

$$I_k^n = I_k^a + I_k^b + I_k^c \quad (23)$$

Onde:

I_k^n Fasor de corrente de neutro na barra k ;
 I_k^a Fasor de corrente da fase a na barra k ;
 I_k^b Fasor de corrente da fase b na barra k ;
 I_k^c Fasor de corrente da fase c na barra k .

Por fim, de (24) até (29) estão as restrições de limites inferiores e superiores das variáveis do sistema. Apesar de V e θ serem as variáveis de estado que são medidas e utilizadas na *fob*, as potências ativas e reativas demandadas e geradas também são estimadas.

$$\hat{P}x_{min_k}^s \leq \hat{P}x_k^s \leq \hat{P}x_{max_k}^s \quad (24)$$

$$\hat{Q}x_{min_k}^s \leq \hat{Q}x_k^s \leq \hat{Q}x_{max_k}^s \quad (25)$$

$$0 \leq \hat{P}g_k^s \leq \hat{P}g_{max_k}^s \quad (26)$$

$$\hat{Q}g_{min_k}^s \leq \hat{Q}g_k^s \leq \hat{Q}g_{max_k}^s \quad (27)$$

$$\hat{V}_{min}^s \leq \hat{V}_k^s \leq \hat{V}_{max}^s \quad (28)$$

$$\hat{\theta}_{min}^s \leq \hat{\theta}_k^s \leq \hat{\theta}_{max}^s \quad (29)$$

Onde:

$\hat{P}x_{min_k}^s, \hat{P}x_{max_k}^s$ Limites inferior e superior da variável que representa a demanda de potência ativa na fase s da barra k , respectivamente;

$\hat{Q}x_{min_k}^s, \hat{Q}x_{max_k}^s$ Limites inferior e superior da variável que representa a demanda de potência reativa na fase s do barramento k , respectivamente;

$\hat{P}g_{max_k}^s$ Limite superior da variável representativa de potência ativa na fase s da barra k ;

$\hat{Q}g_{min_k}^s, \hat{Q}g_{max_k}^s$ Limites inferior e superior da variável que representa a geração de energia reativa na fase s da barra k , respectivamente;

$\hat{V}_{min_k}^s, \hat{V}_{max_k}^s$ Limites inferior e superior da tensão estimada na fase s da barra k , respectivamente;

$\hat{\theta}_{min_k}^s, \hat{\theta}_{max_k}^s$ Limites inferior e superior do ângulo estimado na fase s da barra k , respectivamente.

Com esta formulação, tem-se um fluxo de potência ótimo trifásico tendo como variáveis de otimização todas as variáveis de estado, controle e perturbação, o que resulta em um método robusto tendo em vista que todas as variáveis são otimizadas.

3. ESTUDO DE CASO

Para a realização do estudo de caso foi utilizado um sistema de distribuição trifásico de 33 barras, 1 subestação localizada no barramento 33 (SE) e 32 linhas conforme

apresentado na Fig. 2 e descrito na referência Oliveira et al. (2018), todas as cargas são trifásicas, porém desequilibradas. Mas, para as simulações da metodologia proposta, o sistema foi modificado a fim de aumentar os desequilíbrios. As seguintes modificações foram adotadas:

- Na barra 21 a carga passou a ser bifásica, conectada às fases B, 81,0 kW, e C, 90,0 kW;
- Na barra 32 foi considerada uma carga monofásica de 66,0 kW, na fase A.

Na Fig. 3 estão representadas a potência ativa base do sistema de todas as barras para cada fase, onde verifica-se o desequilíbrio adotado para as barras 21 e 32.

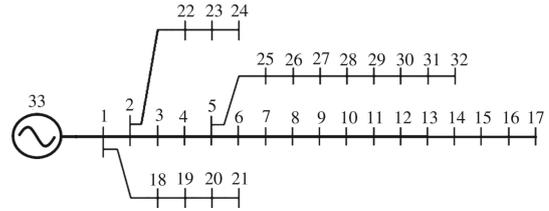


Figura 2. Sistema de 33 barras modificado.

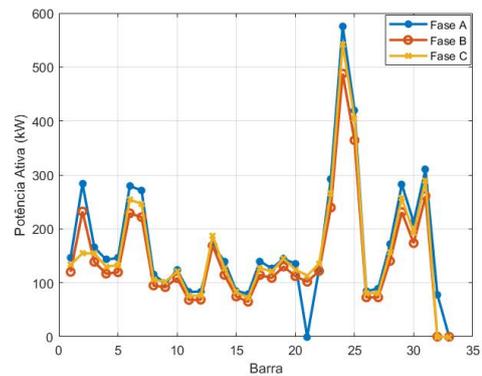


Figura 3. Potência ativa das barras do sistema.

Para avaliar a metodologia proposta serão consideradas as medições de módulo de tensão de fase e dos ângulos de fase para as barras monitoradas, que serão as variáveis de estado medidas para utilização no modelo proposto E-OPFT. As medições na SE são consideradas como provenientes de SM. No decorrer da avaliação foram inicialmente inseridos 2 PMUs e 2 SM e realizou-se a simulação do E-OPFT. Em outra simulação com o E-OPFT, o número de medidores foi aumentado para 6, para ambos os tipos de medidores. Os erros devidos à precisão dos medidores, SM e PMU, são 1%, conforme descrito em Sheng et al. (2021), e 4%, conforme Göl and Abur (2014), respectivamente.

O *software* utilizado para as simulações foi o MATLAB R2019a em um processador Intel® Core™ i3 e 4GB de memória RAM. Para encontrar os resultados do E-OPFT no MATLAB, foi utilizado o método dos pontos interiores da *toolbox* de otimização *fmincon*.

A seguir serão apresentados os resultados do E-OPFT com a conexão dos SM e PMUs. Além das variáveis de estado \hat{V} e $\hat{\theta}$, as potências geradas, Pg e Qg , e as cargas de todas as barras, Px e Qx , também são otimizadas. As incertezas consideradas nas cargas ativa e reativa para definir os limites superiores e inferiores foram: no nível

global $gu = 40\%$ e no nível local $lu = 5\%$ a partir dos valores da base de dados do próprio sistema em estudo, conforme explicado na Subseção 2.2. Embora, nas simulações, os medidores estão sendo utilizadas para medir tensão de fase e ângulo da tensão, a metodologia proposta pode ser aplicada para outras medidas.

O Fluxo de Potência trifásico convencional (FPC) foi calculado através do método de injeção de correntes e solucionado utilizando-se o programa *DMR-Solver*, conforme apresentado em GOPT - Optimization Group (2021). As medições são realizadas considerando os erros dos medidores e os valores para teste do modelo são obtidos com o FPC. Adicionalmente, os resultados encontrados pelo estimador são comparados com o FPC. Nas simulações realizadas no FPC, a tensão e o ângulo de fase da SE, que é a barra de referência do sistema, são definidos em 1,0 pu e zero, respectivamente.

A primeira simulação consiste na alocação de dois medidores nas barras 5 e 16. A Tabela 1 apresenta os valores medidos pelas PMUs, pelos SM e os resultados do FPC para essas barras. A partir destes dados, o estimador E-OPFT é executado.

Nas Fig. 4 - 6 estão representadas as magnitudes das tensões de fase de todas as barras para as fases A, B e C, respectivamente. Nos gráficos as linhas na cor azul são os resultados encontrados para o FPC, enquanto, as linhas em vermelho são as estimações do E-OPFT com dois PMUs, alocadas nas barras 5 e 16, e as linhas em laranja são as estimações do E-OPFT com dois SM, nas barras 5 e 16.

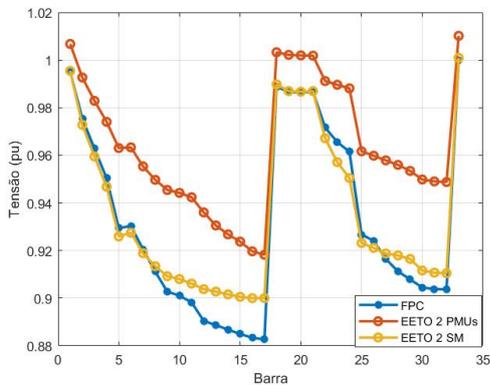


Figura 4. Tensão na fase A com 2 medidores.

Embora a estimativa com dois medidores tenha apresentado resultados satisfatórios, uma avaliação com mais medidores é realizada com o objetivo de melhorar o desempenho do estimador. Neste caso, as medições serão coletadas nas barras 6, 10, 16, 21, 24 e 30 sendo medidas as magnitudes das tensões para as fases A, B e C, Fig. 7-9, respectivamente. Os ângulos de fase, para as fases A e B são apresentados nas Fig. 10 e 11. A Tabela 2 apresenta os dados medidos pelos PMUs e SM, das barras onde eles foram alocados, e os valores reais, obtidos através do FPC.

Assim como para dois medidores, as linhas na cor azul são os resultados encontrados para o FPC, enquanto, as linhas em vermelho são as estimações do E-OPFT com seis PMUs e as linhas em laranja são as estimações do E-OPFT com 6 SM.

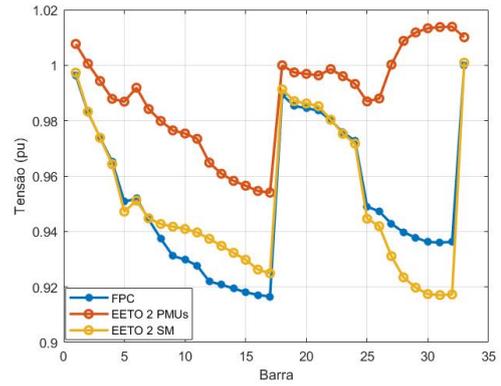


Figura 5. Tensão na fase B com 2 medidores.

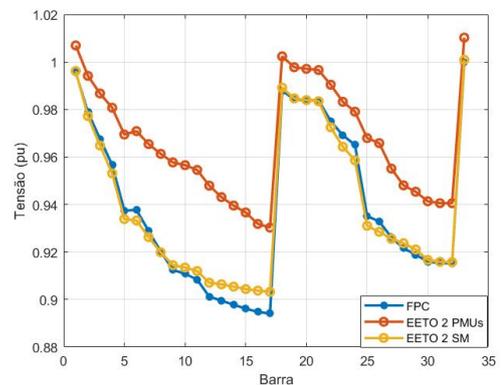


Figura 6. Tensão na fase C com 2 medidores.

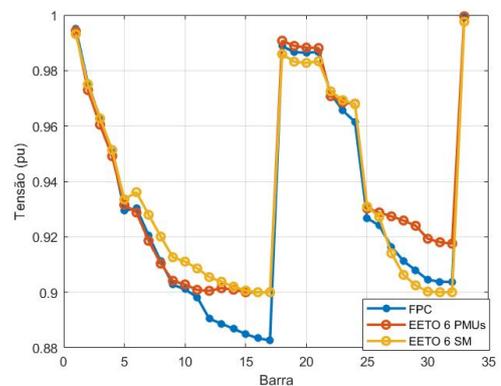


Figura 7. Tensão na fase A com 6 medidores.

Observando os gráficos das Fig. 7-9 e comparando com os correspondentes gráficos gerados para 2 medidores, verifica-se que ao aumentar o número de medidores a qualidade da EE melhora. Conforme esperado, pode-se observar que para ambos os casos, dois e seis medidores, os resultados encontrados quando SM são alocados no sistema são bem próximos dos valores reais em comparação com PMU's.

Na Tabela 3 encontram-se os resultados para a função objetivo e o erro absoluto médio percentual (MAPE) para cada fase e para as diferentes quantidades de medidores. O cálculo do MAPE foi realizado conforme descrito na Equação (30) baseado em Fernandes et al. (2021). Esse

Tabela 1. Valores reais e medidos para o sistema com dois medidores.

Barras	5			16		
Medidor	PMU	SM	FPC	PMU	SM	FPC
V^A (pu)	0,9231	0,9349	0,9404	0,9352	0,9100	0,9033
V^B (pu)	0,9409	0,9530	0,9586	0,9643	0,9383	0,9314
V^C (pu)	0,9292	0,9411	0,9467	0,9432	0,9178	0,9110
θ^A (°)	-4,6009	-4,6581	-4,6846	-9,4080	-9,1559	-9,0868
θ^B (°)	-121,3238	-122,8823	-123,6058	-131,4881	-127,9472	-127,0002
θ^C (°)	114,1217	115,5885	116,2693	116,5625	113,4227	112,5820

Tabela 2. Valores reais e medidos para o sistema com seis medidores.

Barras	5			10			16		
Medidor	PMU	SM	FPC	PMU	SM	FPC	PMU	SM	FPC
V^A (pu)	0,9231	0,9349	0,9404	0,9276	0,9264	0,9172	0,9352	0,9100	0,9033
V^B (pu)	0,9409	0,9530	0,9586	0,9522	0,9510	0,9416	0,9643	0,9383	0,9314
V^C (pu)	0,9292	0,9411	0,9467	0,9350	0,9338	0,9245	0,9432	0,9178	0,9110
θ^A (°)	-4,6009	-4,6581	-4,6846	-7,3453	-7,3339	-7,2609	-9,4080	-9,1559	-9,0868
θ^B (°)	-121,3238	-122,8823	-123,6058	-127,0133	-126,8529	-125,5976	-131,4881	-127,9472	-127,0002
θ^C (°)	114,1217	115,5885	116,2693	115,3994	115,2505	114,1117	116,5625	113,4227	112,5820
Barras	21			24			30		
Medidor	PMU	SM	FPC	PMU	SM	FPC	PMU	SM	FPC
V^A (pu)	0,9723	0,9861	0,9891	0,9932	0,9730	0,9686	0,9456	0,9140	0,9165
V^B (pu)	0,9702	0,9839	0,9870	1,0027	0,9823	0,9778	0,9741	0,9416	0,9442
V^C (pu)	0,9702	0,9840	0,9870	0,9961	0,9759	0,9714	0,9551	0,9231	0,9257
θ^A (°)	-0,6474	-0,6589	-0,6615	-2,6012	-2,5497	-2,5394	-7,5573	-7,2995	-7,3223
θ^B (°)	-118,7742	-120,4586	-120,8341	-125,0652	-122,5156	-121,9597	-129,4025	-125,0824	-125,4257
θ^C (°)	116,9980	118,6596	119,0245	120,9628	118,4991	117,9627	117,9949	114,0530	114,3652

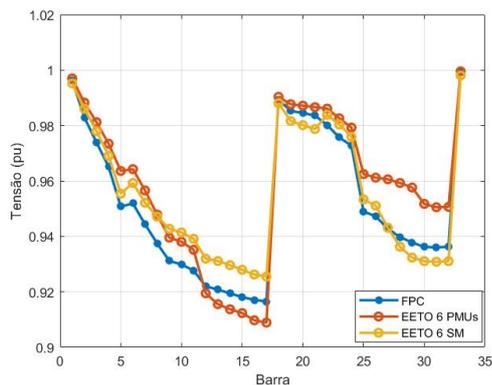


Figura 8. Tensão na fase B com 6 medidores.

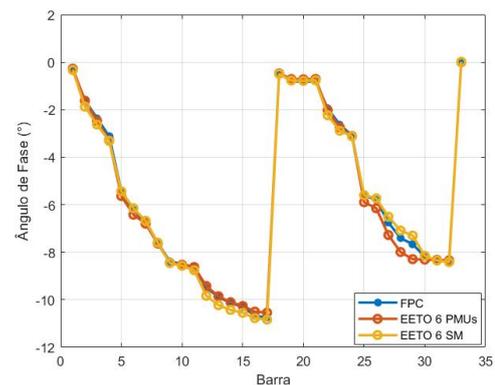


Figura 10. Ângulo na fase A com 6 medidores.

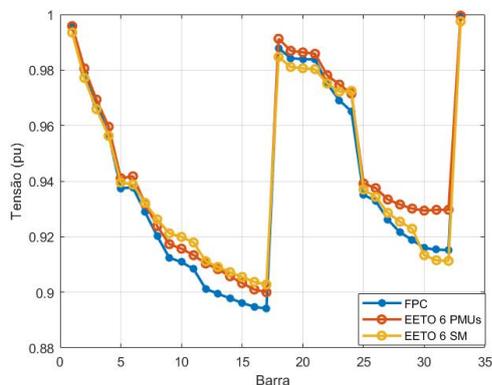


Figura 9. Tensão na fase C com 6 medidores.

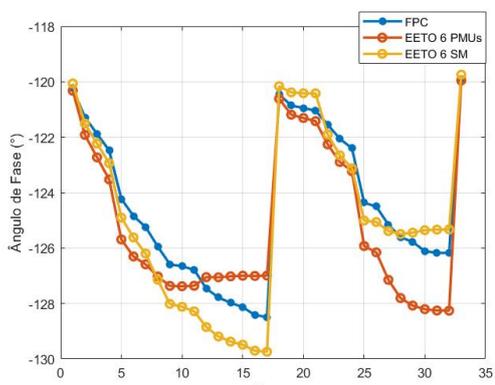


Figura 11. Ângulo na fase B com 6 medidores.

erro foi calculado com os valores medidos e estimados para cada uma das fases onde foram alocados medidores.

$$MAPE = \frac{1}{n_{med}} \cdot \left(\sum_1^{n_{med}} \frac{x^* - \hat{x}}{x^*} \right) \cdot 100 \quad (30)$$

Onde:

n_{med} Número de medidores ;
 x^* Valor medido;
 \hat{x} Valor estimado.

Na Tabela 3 é possível ver o impacto do aumento do número de medidores e as diferenças entre os tipos de medidores. Observa-se o MAPE, que foi calculado para as barras que tem medidores, é muito baixo para todos os casos analisados e em alguns casos ele foi negativo, e isso se deve ao fato de que houve situações em que as estimações foram maiores que as medições. O aumento da função objetivo ocorre pelo fato de que aumenta o número de dados medidos e estimados para o cálculo da *fob*.

Tabela 3. Função Objetivo e MAPE.

Barras	5-16		5-10-16-21-24-30	
Medidores	2 PMUs	2 SM	6 PMUs	6SM
<i>fob</i>	3,7369	5,4752e-07	14,6346	4,7319
MAPE _A (%)	0,7738	-1,5446e-06	0,8895	0,0207
MAPE _B (%)	0,2857	-2,3338e-06	0,4730	-0,0675
MAPE _C (%)	0,9944	5,3182e-06	1,0705	0,0128

Portanto, analisando o conjunto das Fig. 4 - 11 com a Tabela 3 observa-se que os resultados do E-OPFT ficaram bem próximos do estado real da rede, que foi encontrado através do FPC, principalmente quando se utiliza medidores com maior precisão, como é o caso dos *smart meters*. Logo, a metodologia proposta é robusta e a qualidade do medidor empregado para realizar as medições do sistema impacta na eficiência dos resultados encontrados.

4. CONCLUSÃO

Este artigo propôs uma nova abordagem baseada em algoritmo de estimação de estados trifásico baseado em fluxo de potência ótimo, utilizando o método de injeção de correntes para estimar o estado de sistemas elétricos de distribuição. As cargas são consideradas como variáveis de otimização dentro de limites relaxados. Portanto, o trabalho forneceu uma nova abordagem de estimativa de estado que requer poucas informações e também pode ser aplicada em condições de baixa redundância. A partir dos resultados obtidos, alguns pontos podem ser destacados:

- O E-OPFT proposto se mostrou eficiente na estimação das redes de distribuição, mesmo com poucas medidas e dados imprecisos de carga com variação global de 40% e local de 5%;
- Os resultados encontrados com o E-OPFT ficaram próximos aos encontrados através do FPC, que representa o estado real da rede;
- O tipo de medidor utilizado na rede influencia na qualidade dos resultados encontrados;
- Com a metodologia proposta, ao utilizar medidores com maior precisão e poucas medições chega-se a uma boa estimação do estado da rede;
- Ao utilizar medidores com baixa precisão é necessário utilizar um número maior de medidores a rede.

A metodologia proposta foi adequada para estimar o estado da rede de distribuição com o fluxo de potência trifásico ótimo sendo, portanto, promissora para aplicação

e avaliação em sistemas reais de grande porte e com fontes renováveis.

REFERÊNCIAS

- Duque, F.G., de Oliveira, L.W., de Oliveira, E.J., and Augusto, A.A. (2017). State estimator for electrical distribution systems based on an optimization model. *Electric Power Systems Research*, 152, 122–129. doi: DOI:10.1016/j.epsr.2017.07.009.
- Fernandes, T.R., Venkatesh, B., and de Almeida, M.C. (2021). Symmetrical components based state estimator for power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36, 2035–2045. doi:10.1109/TPWRS.2020.3026639.
- Ferreira, J.S., de Oliveira, E.J., de Paula, A.N., de Oliveira, L.W., and Filho, J.A.P. (2021). Optimal power flow with security operation region. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 124, 106272. doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106272.
- Garcia, P. (2001). Cálculo do Fluxo de Potência Trifásico em Sistemas de Distribuição Incluindo a Representação de Dispositivos de Controle. Tese, COPPE/UFRJ.
- GOPT - Optimization Group (2021). DMR-SOLVER. URL <https://github.com/gopt-ufjf/DMR-solver>.
- Göl, M. and Abur, A. (2014). Optimal pmu placement for state estimation robustness. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 1–6. doi:10.1109/ISGTEurope.2014.7028797.
- Kozioł, L.F., Beljan, P., Bree, K., Mather, J., and Barker, L. (2016). The normal distribution of the bell-shaped curve. Springer International Publishing, 14–61. doi: 10.1007/978-3-319-28222-0_3.
- Langner, A.L. and Abur, A. (2021). Formulation of three-phase state estimation problem using a virtual reference. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36, 214–223. doi: 10.1109/TPWRS.2020.3004076.
- Oliveira, B., J. Pereira, J., Alves, G., Melo, I., Souza, M., and Garcia, P. (2018). Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units. *Electric Power Systems Research*, 160, 327–336. doi:10.1016/j.epsr.2018.03.010.
- Sheng, Q., Huang, L., Wang, X., Jiang, J., Li, P., Zhang, J., and Qu, S. (2021). Research and analysis on evaluation methods of electrical performance of smart energy meters. *Journal of Physics: Conference Series. The 7th International Conference on Computer-Aided Design, Manufacturing, Modeling and Simulation (CDMMS 2020)*, 1802. doi:DOI:10.1088/1742-6596/1802/3/032135.
- Thukaram, D., Jerome, J., and Surapong, C. (2000). A robust three-phase state estimation algorithm for distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 3, 191–200. doi:10.1016/S0378-7796(00)00088-2.