

# Um Método de Localização de Falhas em Sistemas de Distribuição Baseado em Medições Fasoriais e Busca Exaustiva: Análises de Sensibilidade a Erros de Medições

Carla F. Cavalari\*, João Pedro B. da Silva\*\*  
Débora R. R. P. Araujo\*\*\*, Leandro R. Araujo\*\*\*\*

\* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Brasil  
(e-mail: carla.cavalari@engenharia.ufjf.br).

\*\* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Brasil  
(e-mail: brito.joao@engenharia.ufjf.br).

\*\*\* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Brasil  
(e-mail: debora.rosana@ufjf.edu.br).

\*\*\*\* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Brasil  
(e-mail: leandro.araujo@ufjf.edu.br).

---

**Abstract:** Localization of high impedance faults (HIFs) is a difficult task in power distribution systems, since the fault currents are of small magnitude, making conventional protection equipment incapable of detecting them. As a solution to the problem of locating FAIs, this work presents a method based on exhaustive search that relates system state variables with phasor measurements of network voltage and current made by PMUs (phasor measurement units). However, errors and uncertainties in the measurement data can compromise the accuracy of the data. Due to this, the algorithm that locates the approximate distance of the fault was submitted to input data with errors of different amplitudes obtained from the measurements of the PMUs and in uncertainties in the estimation of the load, in order to represent the system data with greater fidelity. The method was tested with the IEEE 34 bus system for phase-to-ground faults and proved to be robust to the influence of measurement errors.

**Resumo:** A localização de falhas de alta impedância (FAIs) é uma tarefa difícil em sistemas de distribuição de energia, já que as correntes de defeito são de pequena magnitude, tornando os equipamentos de proteção convencionais incapazes de detectá-las. Como solução para o desafio de localização de FAIs, este trabalho apresenta um método baseado em busca exaustiva que relaciona as variáveis de estado do sistema com medições fasoriais de tensão e corrente da rede feitas por PMUs (*phasor measurement units*). Entretanto, erros e incertezas nos dados da medição podem comprometer a exatidão dos dados. Devido a isso, o algoritmo que localiza a distância aproximada da falta foi submetido a dados de entrada com erros de diferentes amplitudes obtidos das medições dos PMUs e em incertezas na estimação da carga, a fim de representar os dados do sistema com maior fidelidade. O método foi testado com o sistema IEEE 34 barras para faltas fase-terra e se mostrou robusto à influência de erros de medição.

**Keywords:** High impedance fault; Fault location; Measurement errors; Distribution systems.

**Palavras-chaves:** Falta de alta impedância; Localização de faltas; Erros de medição; Sistema de distribuição.

---

## 1. INTRODUÇÃO

Um sistema de distribuição (SD), assim como qualquer sistema de potência, está sujeito à ocorrência de defeitos durante sua operação. Esses defeitos podem ser curtos-circuitos, falhas de equipamentos, contato acidental com objetos, rompimento de condutores, etc.

Falta de alta impedância (FAI) é um tipo de falta nos SDs quando há um contato indesejado com alguma superfície cuja impedância associada possua um valor alto o bastante para que a corrente de falta seja da mesma proporção que

correntes operacionais do sistema. Assim, ao contrário dos curtos-circuitos, as FAIs não são fáceis de serem detectadas e localizadas através dos dispositivos tradicionais de proteção contra sobrecorrente presentes nas redes de distribuição, já que a corrente de defeito não sensibiliza esses equipamentos (Sedighzadeh et al., 2010).

Uma rápida e correta detecção e localização desse tipo de falta reduz a exposição da população aos riscos oferecidos, como um contato acidental com um condutor energizado rompido ao chão, que pode vir a formar um arco. Além disso, isolar a falta evita o desperdício de energia, facilita o reparo e

melhora os índices de continuidade da concessionária. Por esse motivo, a detecção e/ou localização de faltas de alta impedância vêm sendo tema de diversos trabalhos na literatura atualmente (Ghaderi et al., 2017).

Uma vez detectada a falta, a preocupação da concessionária é encontrar sua localização. Em geral, as técnicas de localização de faltas podem ser baseadas em fasores pós-falta, baseadas em impedância, em ondas viajantes, em inteligência artificial, dentre outras. Recentemente, vários métodos de localização de FAI foram desenvolvidos baseados em telecomunicações e redes neurais artificiais (RNAs) (Mishra and Panigrahi, 2019).

Dasco et al. (2015) propôs um algoritmo que calcula a distância da falta baseada na impedância de falta. A primeira sub-rotina calcula a corrente e tensão de cada nó do sistema e calcula a impedância de falta em cada seção do alimentador até obter um valor de impedância sem a parte imaginária, ou seja, puramente resistiva. Após encontrar a seção com o defeito, esta divide-se em subseções e o processo do cálculo das correntes e tensões dos sub-nós é repetido com o objetivo de encontrar a localização precisa da falta. O trabalho é focado em faltas fase-terra por ser o tipo mais comum que ocorre nos sistemas de distribuição e analisa três cenários com os valores das cargas modificados. Cabe ressaltar que o artigo estuda um sistema radial somente com o alimentador principal e, apesar de apresentar bons resultados com impedâncias de até  $1k\Omega$ , as distâncias calculadas foram afetadas quando houve variação de carga.

O trabalho Farias et al. (2018) também é baseado na estimação de parâmetros da falta para determinar sua localização. Uma função polinomial de quarta ordem relaciona a tensão no local da falta com a corrente e uma rede neural artificial é continuamente treinada para estimar a distância da FAI e as constantes do polinômio. Não se pode deixar de comentar que o erro não sofreu uma variação considerável quando a carga foi variada.

Com o avanço da tecnologia, o uso de medições sincronizadas nas redes de distribuição vem aumentando, elevando o grau de liberdade no monitoramento, proteção e controle dos sistemas de potência. Neste contexto, as unidades de medição fasorial (PMUs - *phasor measurement units*) fornecem medições sincronizadas de fasores de tensões e correntes em tempo real, medindo, com precisão e alta taxa de amostragem, amplitude e ângulo de fase das grandezas de interesse (Muscas et al., 2014). Em Ledesma et al. (2020), é proposto um método de identificação e localização de faltas de alta impedância em SDs com geração distribuída usando medições sincronizadas, como PMUs, juntamente com redes neurais. O método proposto por Ren et al. (2014) para localizar FAIs também utiliza sincrofasores e tem boa precisão.

Por outro lado, o processo detectar e localizar FAIs pode ser facilmente afetado por erros de medição dos sensores, que acabam abafando os sinais de baixa magnitude oriundos do defeito. Essa é uma questão crítica e pouco abordada pela literatura, pois o impacto do erro de medição raramente é considerado explicitamente. Os erros relacionados as

medições dos PMUs podem ser provenientes das imprecisões de calibração do equipamento, ruídos presentes nos sinais medidos, além de problemas de sincronização (Xue et al., 2020)(Shi et al., 2012). Um algoritmo de extração de sinais fracos provenientes da FAI baseado em um método de decomposição adaptativa de Fourier é proposto por Yin et al. (2022). O método proposto pelos autores pode detectar com alta sensibilidade e precisão sinais de faltas de alta impedância com características não lineares mesmo sob a interferência de ruído.

Os métodos propostos pela literatura para detecção e/ou localização de faltas podem ou não considerar variações de carga em sua aplicação, porém, considerar essa variação faz com que o método represente melhor a realidade dos sistemas de distribuição. Para obter os valores das cargas, medições em tempo real, como *smart meters*, podem ser utilizadas. Ademais, um método que vem sendo bastante explorado pela literatura também pode ser aplicado neste contexto: estimação de estados.

A estimação de estados (EE) é uma técnica de estimativa bem conhecida baseada em relações matemáticas entre as variáveis de estado do sistema e medidas coletadas do sistema. Como os SDs geralmente não são tão monitorados como sistemas de transmissão, a EE utiliza pseudomedições para as barras que não tem medição, cujos valores podem ser obtidos por dados históricos ou estatísticos. Por esta razão, as pseudomedições afetam a precisão dos resultados da EE, logo, a consideração de erros nos dados de entrada para garantir resultados próximos a realidade se faz necessária (Pau et al., 2019).

Os objetivos do presente trabalho são: (i) aprimorar um método de localização de falta de alta impedância em sistemas de distribuição através de medições fasoriais (Cavalari et al., 2020). (ii) avaliar os impactos dos erros das grandezas do sistema na precisão da localização de faltas de alta impedância baseada em busca exaustiva. O objetivo principal dessa análise é testar o método de localização de FAIs com a presença de incertezas nos dados de entrada, já que no trabalho de Cavalari et al. (2020) o método é testado sem considerar nenhum erro nos dados. Os erros serão adicionados nas medições dos PMUs de tensão e corrente e nas potências das cargas do sistema. Serão considerados três cenários com erros de medição das cargas, dos PMUs e de ambos juntos, além de um cenário sem erros. O sistema teste IEEE 34 barras será utilizado para avaliação.

As próximas seções deste trabalho estão divididas da seguinte forma: A Seção 2 apresenta o modelo considerado para faltas de alta impedância e o método de obtenção de dados. A Seção 3 descreve o algoritmo utilizado para localização de FAIs. A Seção 4 especifica o sistema de distribuição teste escolhido para implementação do método, estabelece os valores de resistência de falta, define os casos de falta para avaliação e apresenta os resultados da implementação do algoritmo com diferentes erros nas medições dos PMU's e nas cargas. Ainda na Seção 4, os resultados são analisados e comparados. A Seção 5 resume o trabalho e apresenta as conclusões.

## 2. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

### 2.1 Modelo da FAI

As faltas de alta impedância muitas vezes apresentam características não-lineares, pela possibilidade da ocorrência de arco elétrico, implicando em uma corrente de falta que aumenta gradualmente (*build up*) até atingir certo valor constante por vários ciclos (*shoulder*), além de inserir conteúdo harmônico. Ainda assim, a FAI tem forte característica resistiva. Vários trabalhos na literatura propõem modelos para representar essas características da FAI (Ghaderi et al., 2017).

O método utilizado neste trabalho para localização de faltas fase-terra utiliza valores e ângulos RMS, por este motivo, a representação da FAI por um modelo de impedância é suficiente para a análise em regime permanente, já que o uso de valores RMS filtra o período transitório. Os métodos de localização baseados em impedância geralmente são sensíveis às impedâncias dos alimentadores e são parâmetros difíceis de serem obtidos com precisão, por isso, neste trabalho, os parâmetros das linhas do sistema de distribuição são dados de entrada (Penido et al., 2022).

O método de localização de FAIs é apropriado para sistemas com média tensão trifásica a três fios, cujas faltas são aplicadas nas linhas de média tensão, conforme esquema mostrado na Fig. 1.

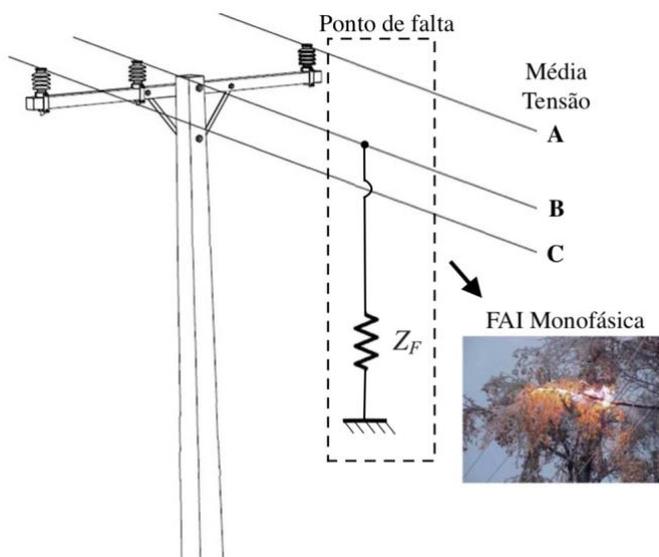


Fig. 1 Exemplo de falta fase-terra de alta impedância na média tensão (Ledesma et al., 2020).

### 2.2 Aquisição de dados e incertezas na medição

As medições fasoriais sincronizadas, feitas através de PMUs, fornecem o valor RMS dos sinais de tensão e corrente e seus respectivos ângulos. Essas medições já são uma realidade em vários países e a tendência é ser cada vez mais utilizada (Penido et al., 2022). Os medidores são alocados ao longo do SD de forma estratégica, porém, vale ressaltar que a alocação ótima de medidores não é o objetivo deste trabalho.

A precisão das medidas fasoriais frequentemente subestimada na literatura. Muscas et al. (2016) adota um erro vetorial total máximo de 1%, um limite definido para a maioria dos testes em regime permanente, e esse valor é traduzido, por simplicidade, em 0,7% e 0,7crad (1crad = 0,01rad) para magnitude de tensão e ângulo de fase, respectivamente. Em Muscas et al. (2014), os erros máximos considerados para testes foram 1% para magnitude e 1crad para o ângulo, para os fasores de tensão e corrente medidos pelos PMUs. Esses valores serão adotados neste trabalho.

Para obtenção dos dados das cargas do sistema, conforme já mencionado na Seção 1, uma técnica que vem sendo bastante explorada pela literatura é a estimação de estados. Na aplicação da técnica, o consumo de potência nas barras sem dispositivos de medição é deduzido com base nos dados históricos ou suposições estatísticas. Esses valores deduzidos são as pseudomedidas que devem ser adicionadas à técnica para tornar o sistema matematicamente observável. As pseudomedidas, como são parâmetros incertos, influenciam no resultado da EE, além dos erros dos próprios PMUs. Normalmente, a solução da EE é dada através da aplicação de mínimos quadrados ponderados (Muscas et al., 2014).

## 3. MÉTODO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

O método utilizado neste trabalho tem como finalidade localizar faltas monofásicas fase-terra que ocorrem na média tensão do SD, cujo modelo foi apresentado na Seção 2.1. Este método, baseado em busca exaustiva, utiliza as medidas sincronizadas dos PMUs de tensão e corrente, os parâmetros da rede e os valores das cargas.

É importante ressaltar que o método de localização de FAIs só tem início quando o processo de detecção da falta de alta impedância já constatou a presença da falta e em qual fase ela ocorre. Cabe ao método somente estimar a distância do ponto de falta ao início do alimentador. A etapa de detecção é um tema bastante explorado na literatura e pode ser feita com base em Transformada Wavelet, redes neurais artificiais, entre outros. É possível encontrar uma revisão completa sobre as FAIs e as técnicas propostas por vários autores nos artigos Mishra and Panigrahi (2019) e Ghaderi et al. (2017).

### 3.1 Algoritmo para localização de FAIs

A primeira etapa consiste na leitura dos dados de entrada necessários para a execução do método. Os dados necessários são: topologia do sistema, os dados das cargas (medidos e/ou estimados), os fasores de tensão e corrente medidos na rede pelos PMUs.

A técnica utilizada pelo algoritmo para localização de faltas é a busca exaustiva. Desse modo, uma base de dados deve ser criada com as combinações de valores possíveis de resistência e de distância da falta. Como a distância e a resistência são intervalos contínuos e a busca exaustiva analisa somente um conjunto finito de possíveis soluções discretas, é necessário fazer um processo discretização variando a distância e resistência em passos dentro dos

respectivos intervalos. Feita a discretização, o conjunto das  $N$  possíveis soluções é formado pelas combinações das resistências de falta ( $R_F$ ) e dos possíveis locais de falta a serem buscados.

Inicia-se, assim, o *loop* que simula a FAI em todos os locais do conjunto solução determinado anteriormente. Vale ressaltar que o algoritmo busca por todas as linhas do sistema de distribuição, inclusive os ramais laterais, com exceção daqueles monofásicos ou bifásicos que não têm a fase em que foi identificada a falta.

Para cada  $i$ -ésima possível solução simulada, o algoritmo utiliza os fasores de tensão e corrente nos mesmos locais onde estão alocados os PMUs para calcular uma Função Objetivo (FOB) conforme descrito na seção 3.2.

Por fim, a simulação da falta com a menor FOB dentre as  $N$  simulações resulta na localização da FAI mais provável. Dessa forma, o algoritmo apresenta esse caso  $k$  como solução. Vale salientar que geralmente uma resposta suficientemente próxima é encontrada, mas não uma solução exata.

A Fig. 2 é o fluxograma do algoritmo para a localização de faltas de alta impedância aplicado neste trabalho que sintetiza o processo descrito nesta seção.

A finalidade deste processo é obter um resultado no qual os parâmetros simulados se aproximem dos fasores de tensão e corrente obtidos pelos PMUs.

### 3.2 Função Objetivo

Neste método, o algoritmo de busca basicamente faz uma comparação entre os fasores de tensão e corrente dos PMUs com as medições obtidas através das  $N$  simulações do sistema com FAIs. Essa comparação é possível através da Função Objetivo  $Fun(i)$ , calculada para cada  $i$ -ésima combinação de distância e resistência da falta. O valor de  $Fun(i)$  é dada por (1).

$$Fun(i) = \sum_m [V_{PMU_m} - V(i)_m]^2 + [I_{PMU_m} - I(i)_m]^2 \quad (1)$$

Onde:  $m$  é o  $m$ -ésimo PMU alocado no sistema de distribuição;  $V_{PMU_m}$  e  $I_{PMU_m}$  são os fasores de tensão e corrente – em formato retangular – obtidos pelo  $m$ -ésimo PMU, respectivamente;  $V(i)_m$  e  $I(i)_m$  são os fasores de tensão e corrente, respectivamente, obtidos no mesmo ponto que o  $m$ -ésimo PMU, para a FAI simulada  $i$ .

## 4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

O algoritmo para localização de faltas de alta impedância será testado considerando erros provenientes dos fasores de tensão e corrente e das cargas. Estes erros representam as imprecisões oriundas das medições e/ou os erros da estimação de estados da carga. Para isso, serão analisados cenários com erros introduzidos de forma aleatória dentro de um intervalo especificado. Serão escolhidos casos de FAI para a verificação da robustez do método perante erros.

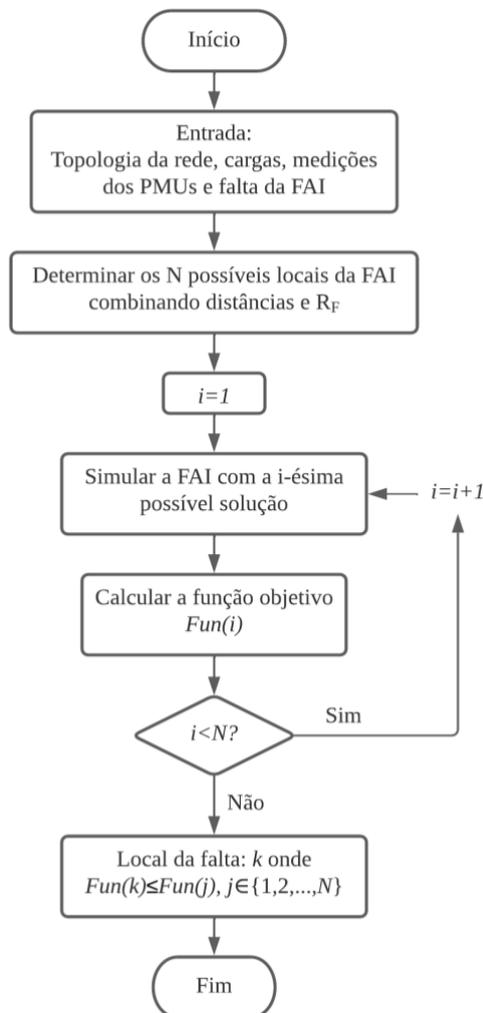


Fig. 2 Fluxograma do método de localização de FAIs.

### 4.1 Sistema Teste

Para aplicar o método e analisar o impacto dos erros, o sistema base escolhido é o IEEE 34 Node Test Feeder (IEEE, 2001). A Fig. 3 ilustra o diagrama unifilar modificado deste sistema.

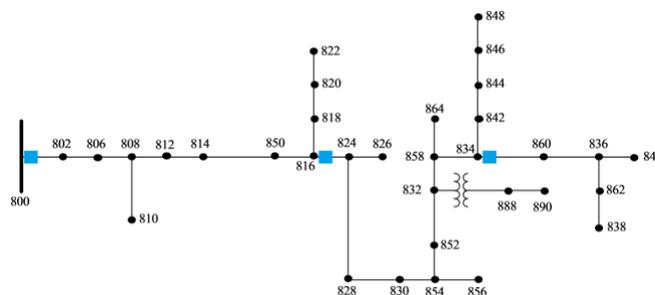


Fig. 3 Sistema IEEE 34 barras (IEEE, 2001).

É necessário ressaltar que os reguladores de tensão foram desconsiderados, para evitar interferência no valor da tensão; o modelo da FAI considerado é puramente resistivo, com valor constante durante o defeito, conforme já modelado na Seção 2.1. Ao todo, três PMUs foram alocados no sistema.

Um deles está logo na saída da subestação, na barra 800. Os outros dois estão imediatamente a jusante das barras 816 e 834. Os locais dos PMUs estão destacados em azul na Fig. 3. Para a aplicação do método, utilizou-se o *software* Matlab e o *software* de simulação de circuitos de distribuição OpenDSS.

#### 4.2 Resistência de Falta

No trabalho de Mortazavi et al. (2019), o método proposto para localizar FAIs no domínio do tempo também é testado com o sistema IEEE 34 barras e a resistência de falta máxima analisada é de 1kΩ. Entre os testes, os autores consideraram um caso com variação de carga de até 10% e adição de 1% de ruído nos sinais medidos.

A Tabela 1 mostra trabalhos da literatura que propõem métodos de localização de falta e utilizam o sistema IEEE 34 barras para teste. O símbolo (✓) indica que os autores testaram o método para determinada condição.

Neste trabalho, resistências de falta de 2,5kΩ até 5kΩ, um valor muito mais alto que os geralmente adotados pela literatura (Tabela 1), são testadas com o intuito de analisar o método para correntes de defeito de baixas magnitudes, fazendo com que a tarefa de localizar a FAI se torne ainda mais complexa.

**Tabela 1. Métodos de localização de FAI com IEEE-34**

Referência	Características FAI	Erros na medição	Incertezas na carga
Aboshady et al. (2019)	$R_F = 0,01 - 100 \Omega$	✓	
Mortazavi et al. (2019)	$R_F = 0,1 - 1,0 \text{ k}\Omega$	✓	✓
Ramos et al. (2020)	Variável no tempo $R_F = 4058 - 40 \Omega$	✓	
Okumus e Nuroglu (2021)	$R_F = 0 - 100 \Omega$		
Penido et al. (2022)	$R_F = 2 - 500 \Omega$		
Proposto	$R_F = 2,5 - 5,0 \text{ k}\Omega$	✓	✓

Onde: Referência - é a referência analisada.

Características FAI - é o modelo de FAI usado onde  $R_F$  é a resistência da falta.

Erros na medição - o método foi testado considerando erros na medição (tensão e/ou corrente).

Incertezas na carga - o método foi testado considerando incertezas nos valores das cargas.

#### 4.3 Casos de Falta

Como a maioria dos defeitos que ocorrem em sistemas de distribuição são do tipo fase-terra, neste trabalho somente faltas monofásicas desse tipo serão analisadas. Dez casos de falta de alta impedância foram escolhidos aleatoriamente e possuem localização, valores de resistência, fase e distância da falta ao início ao alimentador apresentadas na Tabela 2.

**Tabela 2. Casos de Teste**

Caso	Fase	Linha	Barra 1	Barra 2	$R_F(\Omega)$	Distância (km)
1	A	3	806	808	4894	10,07
2	C	6	812	814	2700	24,09
3	A	8	850	816	3676	31,68
4	A	11	820	822	3382	50,17
5	C	15	828	830	2983	36,15
6	B	17	854	856	2556	47,89
7	A	22	858	834	4027	55,61
8	C	25	844	846	3250	56,81
9	A	29	836	862	3049	57,03
10	B	31	836	840	4625	57,47

#### 4.4 Resultados

Para quantificar a eficiência do método, o erro da localização da falta é estimado conforme (2). O cálculo do percentual de erro será normalizado em relação ao comprimento total do sistema de distribuição, cujo valor é de 90,69km.

$$E_D(\%) = \frac{D_{real} - D_{algoritmo}}{D_{total}} \cdot 100 \quad (2)$$

Onde:  $D_{real}$  é a distância real da falta analisada,  $D_{algoritmo}$  é a distância estimada da falta pelo algoritmo e  $D_{total}$  é a soma de todas as linhas do SD.

Os cenários para aplicação do método analisados neste trabalho são: sem erros; erros de até  $\pm 2\%$  inseridos somente nas cargas; erros inseridos somente nos PMUs de até  $\pm 1\%$  no valor da magnitude e de até  $\pm 1$ rad no ângulo de fase; erros inseridos em ambos (cargas e PMUs). Os erros em todos os testes são aleatórios.

Os valores de distância e resistência de falta resultantes do algoritmo de localização de faltas de alta impedância, bem como a menor FOB e o erro, considerando que não foram inseridos erros nos parâmetros, podem ser vistos na Tabela 3.

**Tabela 3. Resultados sem erros de medição**

Caso	FOB	Linha	$R_F(\Omega)$	Dist. (km)	Erro
1	7035,2	3	5000	10,31	0,26%
2	1526,5	6	2750	24,57	0,53%
3	10146,7	8	3675	31,68	0,00%
4	61277,4	11	3350	49,92	-0,28%
5	35724,9	15	2975	36,09	-0,07%
6	7225,8	17	2550	48,48	0,65%
7	7103,5	23	4050	56,03	0,46%
8	5647,9	25	3250	57,03	0,25%
9	14673,9	28	3050	57,01	-0,02%
10	53210,3	30	4625	57,46	0,04%
<b>Média dos erros absolutos</b>					<b>0,26%</b>
<b>Erro médio em km</b>					<b>0,24</b>

A Tabela 4 mostra os resultados para erros de até  $\pm 2\%$  inseridos somente nos valores das cargas. As medições de tensão e corrente nos PMUs são consideradas ideais.

**Tabela 4. Resultados para erros de até  $\pm 2\%$  nas cargas**

Caso	FOB	Linha	$R_F (\Omega)$	Dist. (km)	Erro
1	70827,7	3	3575	10,31	-0,84%
2	6355,3	6	2500	23,57	-1,68%
3	6076,0	6	3575	31,68	-1,38%
4	4207,6	11	3350	48,92	-0,32%
5	18820,2	15	2900	36,09	-0,07%
6	88046,7	17	2550	48,48	-0,45%
7	28073,5	22	4125	55,09	-0,56%
8	78782,0	22	3225	57,03	-1,89%
9	3937,3	29	2950	57,01	0,57%
10	93553,2	22	4525	57,67	0,04%
<b>Média dos erros absolutos</b>					<b>0,76%</b>
<b>Erro médio em km</b>					<b>0,69</b>

Os resultados para erros de até  $\pm 1\%$  no valor da magnitude e de até  $\pm 1\text{crad}$  no ângulo de fase dos fasores de tensões e correntes medidos pelos PMUs, considerando que não há erros nas cargas, estão apresentados na Tabela 5.

**Tabela 5. Resultados para erros nos PMUs de até  $\pm 1\%$  no módulo e de até  $\pm 1\text{crad}$  no ângulo de fase**

Caso	FOB	Linha	$R_F (\Omega)$	Dist. (km)	Erro
1	149420,2	3	4475	9,31	-0,84%
2	104553,0	12	3525	32,73	9,53%
3	117794,0	10	3675	36,25	5,03%
4	50757,6	10	3425	46,25	-4,33%
5	76570,1	15	3025	36,09	-0,07%
6	70291,0	17	2575	48,48	0,65%
7	108389,7	24	4000	56,27	0,74%
8	124459,4	24	3250	56,27	-0,59%
9	73533,2	22	3050	55,09	-2,13%
10	42771,7	26	4625	57,67	0,04%
<b>Média dos erros absolutos</b>					<b>2,39%</b>
<b>Erro médio em km</b>					<b>2,17</b>

Para uma última análise, erros foram inseridos em ambos os PMUs e cargas com os valores estipulados anteriormente e a Tabela 6 apresenta os resultados do algoritmo.

**Tabela 6. Resultados para erros de medição nos PMUs e nas cargas**

Caso	FOB	Linha	$R_F (\Omega)$	Dist. (km)	Erro
1	164708,0	3	3225	7,31	-3,04%
2	102041,7	6	3550	31,57	8,25%
3	113189,1	10	3725	36,25	5,03%
4	199502,3	10	3575	42,25	-8,74%
5	270897,1	15	2950	37,09	1,04%
6	132747,9	15	2550	41,09	-7,50%
7	136867,2	23	4050	56,03	0,46%
8	206630,7	25	3325	57,03	0,25%
9	143708,1	26	3025	57,67	0,71%
10	453642,4	22	4650	55,09	0,04%
<b>Média dos erros absolutos</b>					<b>3,51%</b>
<b>Erro médio em km</b>					<b>3,18</b>

Considerando os valores das cargas e das medições sem a presença de incertezas, o maior erro registrado na localização da falta é de 0,65%, correspondente ao caso 6, como pode-se observar na Tabela 3. Esse valor representa um erro de apenas 0,59km. Analisando os resultados com erros nas cargas, da Tabela 4, o maior erro registrado foi no caso 8, com -1,89%, correspondente à -1,72km. Já para os resultados com erros de medição nos PMUs, o caso 2 da Tabela 5 foi o que apresentou menor precisão, com erro na localização de 9,53%, correspondente à 8,64km. Considerando as incertezas nos PMUs e nas cargas (Tabela 6), o pior caso foi o número 4, com erro de -8,44%, ou -7,93km entre a distância real da falta e a resultante do método. A Fig. 4 mostra o gráfico com os resultados do método com os quatro cenários de incertezas analisados neste trabalho.

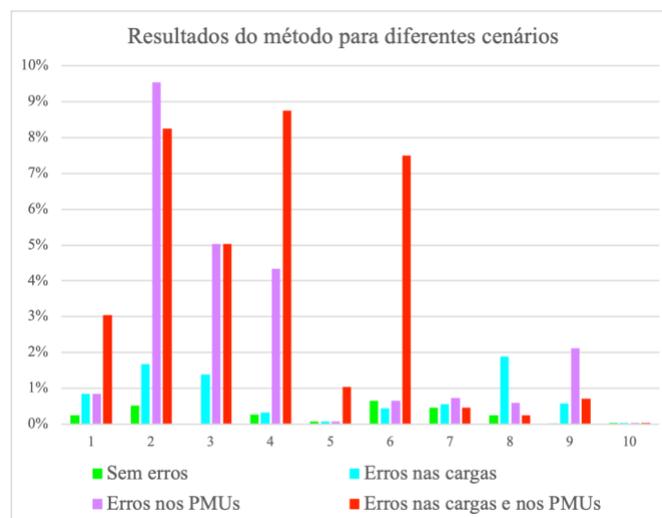


Fig. 4 Gráfico com os resultados dos diferentes cenários

Do ponto de vista do pior caso, a terceira análise apresentou maior valor que o último cenário, mas isso é devido aos valores dos erros que foram inseridos nas medições de forma completamente aleatória. Quando se observa a média dos valores absolutos dos erros percentuais das distâncias das faltas dos dez casos testados, é possível perceber que a localização da FAI pelo método utilizado neste trabalho é muito precisa quando não é introduzida nenhuma incerteza nos dados. A Fig. 4 também sintetiza essa afirmação. À medida em que os dados se tornam mais incertos, a precisão do método diminui, como é de se esperar.

Um caso interessante é o número 10, o qual a mesma localização da falta foi apontada por todos os cenários com distância praticamente exata. A diferença está entre a resistência de falta resultante.

Parece ser conveniente dizer que o valor da função objetivo da solução ótima encontrada pelo algoritmo cresce conforme os ruídos são inseridos. Fica evidenciado também que as incertezas presentes nos valores de tensão e corrente impactam mais negativamente na localização da FAI que os erros nos dados das cargas.

## 5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise de um método para localizar faltas de alta impedância em alimentadores de distribuição baseado em busca exaustiva. O método tem como dados de entrada os módulos e fases de tensão e corrente de alguns locais estratégicos da rede e cargas presentes no sistema, as quais podem ser obtidas por estimação de estados. Porém, podem existir erros e inconsistências nos dados da medição, que nem sempre são levados em consideração pela literatura, E para garantir resultados próximos a realidade, neste trabalho, erros foram inseridos nos valores das cargas e nos fasores de tensão e corrente medidos pelos PMUs para aplicação do algoritmo.

O método foi simulado utilizando o *software* OpenDSS para o sistema IEEE 34 barras considerando três PMUs. Os resultados dos dez casos aleatórios escolhidos analisados mostram uma boa precisão da técnica para localizar a falta, principalmente sem a presença de incertezas, cenário o qual os erros de nenhum caso ultrapassam 1%. Quando as incertezas nos dados de entrada são consideradas, o erro na localização da FAI tende a aumentar, entretanto são sempre menores que 10% e a média dos dez casos tem maior valor de 3,51%. Atualmente, está sendo avaliado o impacto da alocação dos medidores em relação ao erro da localização.

Em suma, o método aplicado neste trabalho se mostrou apropriado para a localização de faltas de alta impedância, mesmo na presença de incertezas nas medições dos PMUs e nos valores das cargas, considerando impedâncias de falta muito altas.

## AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), a FAPEMIG, a CAPES, o INERGE e à Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) pelo apoio e incentivo na realização deste trabalho.

## REFERÊNCIAS

Aboshady, F.M., Thomas, D.W.P., Sumner, M. (2019). A new single end wideband impedance based fault location scheme for distribution systems. *Electric Power Systems Research* 173, 263–270.

Cavalari, C.F., Mussi, C.O., Araujo, D.R.R.P., Araujo, L.R. (2020). Localização de Faltas de Alta Impedância em Alimentadores de Distribuição Utilizando Busca Exaustiva, in: *Anais Do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2020*. Presented at the Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE2020, sbabra.

Dasco, A., Marguet, R., Raison, B. (2015). Fault distance estimation in distribution network for high impedance faults, in: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. Presented at the 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, IEEE, Eindhoven, Netherlands, pp. 1–6.

Farias, P.E., de Moraes, A.P., Rossini, J.P., Cardoso, G. (2018). Non-linear high impedance fault distance estimation in power distribution systems: A continually

online-trained neural network approach. *Electric Power Systems Research* 157, 20–28.

Ghaderi, A., Ginn, H.L., Mohammadpour, H.A. (2017). High impedance fault detection: A review. *Electric Power Systems Research* 143, 376–388.

IEEE (2001). 34-Bus Test Feeder - Distribution Test Feeder Working Group. *IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee*.

Ledesma, J.J.G., do Nascimento, K.B., de Araujo, L.R., Penido, D.R.R. (2020). A two-level ANN-based method using synchronized measurements to locate high-impedance fault in distribution systems. *Electric Power Systems Research* 188, 106576.

Mishra, M., Panigrahi, R.R. (2019). Taxonomy of high impedance fault detection algorithm. *Measurement* 148, 106955.

Mortazavi, S.H., Moravej, Z., Shahrtash, S.M. (2019). A searching based method for locating high impedance arcing fault in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery* 34, 438–447.

Muscas, C., Pau, M., Pegoraro, P.A., Sulis, S. (2016). Uncertainty of Voltage Profile in PMU-Based Distribution System State Estimation. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 65, 988–998.

Muscas, C., Sulis, S., Angioni, A., Ponci, F., Monti, A. (2014). Impact of Different Uncertainty Sources on a Three-Phase State Estimator for Distribution Networks. *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 63, 2200–2209.

Okumus, H., Nuroglu, F.M. (2021). A random forest-based approach for fault location detection in distribution systems. *Electr Eng* 103, 257–264.

Pau, M., Pegoraro, P.A., Monti, A., Muscas, C., Ponci, F., Sulis, S. (2019). Impact of Current and Power Measurements on Distribution System State Estimation Uncertainty. *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 68, 3992–4002.

Penido, D.R.R., de Araujo, L.R., Rodrigues, V.T.S., do Nascimento, K.B. (2022). An Analytical Zero Sequence Method to Locate Fault in Distribution Systems Rich in DG. *IEEE Transactions on Smart Grid* 13, 1849–1859.

Ramos, M.J.S., Resener, M., Bretas, A.S., Bernardon, D.P., Leborgne, R.C. (2020). Physics-based analytical model for high impedance fault location in distribution networks. *Electric Power Systems Research* 188, 106577.

Ren, J., Venkata, S.S., Sortomme, E. (2014). An Accurate Synchrophasor Based Fault Location Method for Emerging Distribution Systems. *IEEE Trans. Power Delivery* 29, 297–298.

Sedighzadeh, M., Rezazadeh, A., Elkalashy, N.I. (2010). Approaches in High Impedance Fault Detection - A Chronological Review. *AECE* 10, 114–128.

Shi, D., Tylavsky, D.J., Logic, N. (2012). An Adaptive Method for Detection and Correction of Errors in PMU Measurements. *IEEE Trans. Smart Grid* 3, 1575–1583.

Xue, A., Xu, F., Martin, K.E., You, H., Xu, J., Wang, L., Wei, G. (2020). Robust Identification Method for Transmission Line Parameters That Considers PMU Phase Angle Error. *IEEE Access* 8, 86962–86971.

Yin, Z., Wei, Z., Sun, G., Zang, H., Chen, S. (2022). High sensitivity fault location technology for distribution networks considering measurement error. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 140, 108055.