

MILTON PATRICIO AGUDO GUIRACOCHA

**ALGORITMO HEURÍSTICO PARA LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE
 μ PMUs CONSIDERANDO A MELHORIA DA CONFIABILIDADE DO
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Ilha Solteira
2024

MILTON PATRICIO AGUDO GUIRACOCHA

**ALGORITMO HEURÍSTICO PARA LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE
uPMUs CONSIDERANDO A MELHORIA DA CONFIABILIDADE DO
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia
do Campus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos
requisitos para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica. Área de Conhecimento:
Automação.

Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero

Orientador

Ilha Solteira

2024

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

A282a Agudo Guiracocha, Milton Patricio.
Algoritmo heurístico para localização ótima de *u*PMUs considerando a melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição / Milton Patricio Agudo Guiracocha. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2024
66 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2024

Orientador: John Fredy Franco Baquero
Inclui bibliografia

1. Avaliação de confiabilidade. 2. Estimação de estado. 3. Índices de confiabilidade. 4. Localização de faltas. 5. Sistemas de distribuição. 6. Unidades de medição fasorial.


Amanda Sertori dos Santos

Bibliotecária - CRB/8-9061
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao
Usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

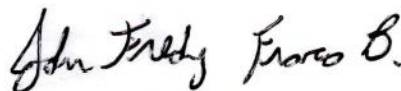
TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: ALGORITMO HEURÍSTICO PARA LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE uPMUs
CONSIDERANDO A MELHORIA DA CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO

AUTOR: MILTON PATRICIO AGUDO GUIRACOCHA

ORIENTADOR: JOHN FREDY FRANCO BAQUERO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área:
Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JOHN FREDY FRANCO BAQUERO (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Prof. Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Prof. Dr. RODRIGO APARECIDO FERNANDES PEREIRA (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR



Ilha Solteira, 02 de fevereiro de 2024

Aos meus pais Oscar e Teresa, e a minha irmã Dayana, pelo amor e apoio incondicional.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Oscar e Teresa, que mesmo diante das inúmeras dificuldades desta vida, sempre cuidaram de mim com amor e me proporcionaram a força necessária para percorrer este caminho. Aos meus queridos irmãos, Dayana, Edgar, Oscar e Fernando, cujo apoio incondicional foi fundamental em todas as fases dessa jornada.

Ao meu orientador prof. John Fredy Franco, pelo incentivo, disponibilidade, colaboração e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu mentor, Sergio Zambrano, a quem devo a realização do meu mestrado no Brasil. Muito obrigado pelo conhecimento transmitido e pelas ideias que contribuíram para este trabalho.

Ao professor Jonatas, que, mesmo não sendo meu orientador, esteve sempre pronto para ajudar a resolver minhas dúvidas.

A Ândria, minha namorada e melhor amiga, que soube me compreender, me apoiar e esteve ao meu lado para que eu chegasse até o fim. Com seu amor, trouxe paz para minha vida.

Ao meu amigo Sebastian, que desde a graduação esteve ao meu lado para me apoiar, ouvir e aconselhar. Obrigado por todos esses anos de amizade. Aos amigos que fiz durante essa jornada, em especial, Edward e Dayara, que tornaram minha estadia em Ilha Solteira mais agradável.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

RESUMO

As redes de distribuição são a principal fonte de interrupções de energia dentro do sistema elétrico de potência. Neste contexto, para evitar penalidades por violação dos limites estabelecidos nas normas para o fornecimento de energia elétrica, as concessionárias de distribuição são incentivadas a aplicar estratégias que contribuam para melhorar a confiabilidade e a qualidade do serviço prestado. Assim, as microunidades de medição fasorial (μ PMUs) estão sendo cada vez mais utilizadas dentro das concessionárias pois, devido à sua capacidade de medir sincrofasores de forma rápida e precisa, permitem melhorar o monitoramento das redes de energia. Neste trabalho apresenta-se um método de localização ótima de μ PMUs (LOP) baseado na resolução de um algoritmo de localização de faltas (ALF) que visa reduzir os tempos de busca de contingências das equipes de manutenção. Primeiramente, o ALF está baseado em um método de estimação de estado que utiliza as medições registradas por uma quantidade limitada μ PMUs, juntamente com pseudo-medições, para localizar com sucesso a linha com falta. Primeiro apresenta-se a formulação geral das estimações de estado sob a suposição de que todas as barras são monitoradas. Posteriormente, define-se o método a ser seguido para detectar uma falta com um número reduzido de μ PMUs. Por sua vez, o algoritmo de LOP proposto, diferentemente dos múltiplos trabalhos encontrados na literatura que desenvolvem métodos para localização ótima baseados apenas em restrições de observabilidade, permite encontrar a melhor localização das μ PMUs através de uma função objetivo que visa melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição através da minimização de um índice de confiabilidade. O método proposto é validado em um sistema de distribuição trifásico de 39 barras, onde o índice da duração da interrupção é reduzido em 22,01% com a alocação de apenas duas μ PMUs.

Palavras-chave: avaliação de confiabilidade; estimação de estado; índices de confiabilidade; localização de faltas; sistemas de distribuição; unidades de medição fasorial.

ABSTRACT

Distribution networks are the primary source of power outages within the electrical power system. Thus, to avoid penalties for violation of established limits in standards for the supply of electricity, distribution utilities are incentivized to propose strategies that improve the reliability and quality of the service provided. In this context, micro phasor measurement units (μ PMUs) are increasingly being used within utilities because, given their ability to quickly and accurately measure synchrophasors, they allow for improving monitoring of power networks. In this work an optimal placement of μ PMUs (OPP) method is presented based on the resolution of a fault location algorithm (FLA) that aims to reduce contingency search times by maintenance crews. At first instance, the FLA is developed based on a state estimation method that uses the measurements recorded by a limited number of micro-phasor measurement units μ PMUs, along with pseudo measurements, to successfully locate the faulted line. First, the general formulation of the state estimation is presented under the assumption that all the buses are monitored. Then, the method to be followed to detect a fault with a reduced number of μ PMUs is defined. In turn, the proposed OPP algorithm, unlike the multiple works found in the literature which develop methods for optimal location based only on observability constraints, allows finding the best location of μ PMUs through an objective function that aims to improve the reliability of the distribution system by minimizing a reliability index. The proposed method is validated in a 39-bus three-phase distribution system, where the outage duration index is reduced by 22.01% by deploying only two μ PMUs.

Keywords: distribution networks; fault location; phasor measurement units; reliability assessment; reliability indices; state estimation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Desenho típico de um sistema de uPMUs em redes inteligentes	16
Figura 2 – Representação de um sincrofasor.....	17
Figura 3 – Diagrama de blocos do funcionamento de um sistema de medição de sincrofasores	17
Figura 4 – Sistema teste de sete barras	34
Figura 5 – Estimação de cargas considerando mais de uma uPMU	35
Figura 6 – Formação do conjunto $\mathcal{LRMC}$ no sistema teste IEEE de 33 barras	40
Figura 7 – Formação das seções a partir da localização dos dispositivos de seccionamento ..	43
Figura 8 – Divisão de uma rede em duas zonas através de um IF.....	44
Figura 9 – Sistema teste de 39 barras utilizado para o caso de estudo	47
Figura 10 – Melhora do índice DEC para o caso de duas uPMUs	48
Figura 11 – Resultados do algoritmo ALF para: a) Faltas 3φ em 50% da linha, $rf = 0,001\Omega$. b) Faltas 3φ em 50% da linha, $rf = 1\Omega$ e, variação de $\pm 10\%$ na estimação das cargas	50
Figura 12 – Resultados do algoritmo ALF com um número reduzido de vetores $\mathbf{z}_q$	51
Figura 13 – a) Faltas 1φ em 75% da linha, com resistência de falta $rf = 20\Omega$ e variação de $\pm 10\%$ na estimação das cargas; b) Faltas 2φ em 50% da linha, com resistência de falta $rf = 50\Omega$	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Equações para o cálculo dos parâmetros desconhecidos do sistema.....	36
Tabela 2 – Comparação de resultados do algoritmo LOP.....	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmo genético
ALF	Algoritmo de localização de faltas
CI	Custo de investimento
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
EE	Estimação de estado
ENS	Energia não suprida
GD	Geração distribuída
GPS	Sistema de posicionamento global
IF	Indicador de faltas
LF	Localização de faltas
LOP	Localização otimizada das μ PMUs
MAIFI	Momentary average interruption frequency index
MQP	Mínimos quadrados ponderados
NIZ	Nós de injeção zero
NSGA II	Nondominated sorting genetic algorithm II
PLI	Programação linear inteira
PLIM	Programação linear inteira mista
PMU	Unidade de medição fasorial
RMC	Rota mais curta
RMP	Resíduo de medição ponderado
SAIFI	System average interruption frequency index
SAIDI	System average interruption duration index
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SD	Sistema de distribuição
μ PMU	Micro-unidade de medição fasorial

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

$\mathcal{L}_{RMC}$	Conjunto de nós que formam a RMC
$M_{r_s}(v_i)$	Conjunto de nós pertencentes ao ramal $r_s(v_i)$
P_u	Conjunto com a localização das u PMUs
V	Conjunto de nós do sistema

Índices:

τ	Índice do trecho
b	Índice de uma seção
i	Índice da barra ou nó
k	Índice da linha
l	Índice da linha assumida como linha de falta
m	Número de linhas
n	Número de barras
nm	Número de amostras
p	Índice do nó predecessor
q	Índice do nó atual
s	Índice do ramal de um nó
t	Instante de medição
t_F	Instante em que a falta ocorre

Parâmetros:

$\mathcal{r}$	Erro devido ao ruído das medições
λ_q	Taxa de faltas da linha L_q
$\lambda_{q,b}$	Taxa de faltas da linha L_q pertencente à seção b
μ_w^k	Valor médio de cada resíduo w_t^k
C_i	Carga do nó i
N_c	Número total de consumidores
$f t_p$	Fator de faltas permanentes
H	Relação matemática entre as grandezas medidas z e os valores estimados x
H_V	Relação entre o vetor de estimações e o vetor de medições z_V
H_I	Relação entre o vetor de estimações e o vetor de medições z_I
H^k	Matriz H considerando as variações na topologia ao assumir uma falta na linha k
$I_{re,i}^{abc}$	Parte real da corrente de linha trifásica que sai da barra i

$I_{lm,i}^{abc}$	Parte imaginária da corrente de linha trifásica que sai da barra i
L_q	Linha que sai do nó p até o nó q
$L_{q,b}$	Linha que sai do nó p até o nó q , pertencente à seção b
l_q	Comprimento da linha L_q
lt_w	Limite da variação de w_t^0
l_{z_i}	Comprimento da zona i afetada pela falta
l_{z_j}	Comprimento da j – ésima zona do sistema
N_b	Número de seções
N_{IF}	Número de indicadores de falta
p	Número de u PMUs
R	Matriz de covariância das medições
T_0^b	Tempo de localização de uma falta, na seção b , sem a presença de IFs ou u PMUs
t_2	Tempo de reparo
$t_{2,b}$	Tempo de reparo da seção b
t_b	Tempo de ativação das equipes de manutenção
$V_{re,i}^{abc}$	Parte real da tensão nodal fase-terra trifásica
$V_{im,i}^{abc}$	Parte imaginária da tensão nodal fase-terra trifásica
Y	Matriz de admitância trifásica da rede
z	Vetor de medições
z^q	Vetor de medições obtido assumindo uma falta na linha L_q
z_M	Vetor de medições registradas pelas u PMUs
z_V	Vetor de medições de tensão
z_I	Vetor de medições de corrente

Variáveis:

Λ_b	Taxa de faltas da seção de carga b
$\rho(v_i)$	Número de ramais laterais que se originam no nó v_i
C_n^p	Número de possíveis localizações das u PMUs
DEC_b	Índice DEC da seção b
I_{C_i}	Injeção de corrente no nó i
I_p	Corrente que sai do nó predecessor até o nó atual
I_q	Corrente que sai do nó atual
$I_{r_s}(v_i)$	Corrente que é injetada no ramal lateral r_s do nó v_i
k_F	Resíduo w_t^k com a mínima variação em relação ao seu valor médio μ_w^k

k_F^q	Resíduo $w_t^{k,q}$ com a mínima variação em relação ao seu valor médio μ_w^k , para uma iteração realizada com o vetor z obtido assumindo uma falta na linha L_q
L_F	Linha sob falta identificada pelo algoritmo
N_τ^b	Número de trechos que se formam na seção b com a implantação das u PMUs
$N_{t1,b}$	Número de consumidores da seção b que são afetados durante o tempo de localização da falta t_1
$N_{t2,b}$	Número de consumidores da seção b que são afetados durante o tempo de reparo t_2
$P_{\tau,b}$	Probabilidade de ocorrência de uma falta no trecho τ da seção b
$r_s(v_i)$	Ramal lateral s que se origina no nó v_i
$t_{1,b}$	Tempo estimado de localização de uma falta na seção b
T_b	Tempo médio de localização de uma falta na seção b
$T_{\tau,b}$	Tempo de localização de uma falta que acontece no trecho τ da seção b
T_{z_i}	Tempo médio de LF na i -ésima zona do sistema
v_i	i -ésimo nó
V_p	Tensão do nó predecessor
V_q	Tensão do nó atual
w_t^k	Resíduo de medição ponderado realizado no instante de medição t com a barra virtual no meio da linha k
$w_t^{k,q}$	Resíduo de medição ponderado realizado no instante de medição t com a barra virtual no meio da linha k , para uma iteração realizada com o vetor z obtido assumindo uma falta na linha L_q
x	Vetor de estados
$\hat{x}$	Vetor de estimativas
x_t^k	Vetor estendido dos estados obtido no instante de tempo t com uma barra virtual no meio da linha k
$\widehat{x}_t^k$	Vetor de estimativas obtido no instante de tempo t com uma barra virtual no meio da linha k
z_C	Vetor de parâmetros desconhecidos do sistema
Z_{p-q}	Matriz de impedância trifásica da linha que sai do nó p até o nó q

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
1.1.1	Implantação de μPMUs nos sistemas de distribuição	15
1.1.2	Impacto das μPMUs na confiabilidade do sistema	18
1.1.3	Localização de faltas nos sistemas de distribuição utilizando μPMUs	20
1.1.4	Localização ótima de μPMUs	22
1.2	OBJETIVOS	25
1.3	CONTRIBUIÇÕES	26
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	26
2	ESTIMAÇÃO DE ESTADO APLICADA AO PROCESSO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS.....	28
2.1	ESTIMAÇÃO DE ESTADO	28
2.1.1	Mínimos quadrados ponderados linear	28
2.2	FORMULAÇÃO DA ESTIMAÇÃO DE ESTADO PARA UMA REDE TRIFÁSICA.....	29
2.3	ALGORITMO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS COM TODAS AS BARRAS MONITORADAS	30
2.3.1	Localização da falta	31
3	TÉCNICA DE REDUÇÃO DO NÚMERO DE μPMUs REQUERIDAS.....	33
3.1	REPRESENTAÇÃO DA REDE	33
3.2	ESTIMAÇÃO DAS CARGAS	34
3.3	CÁLCULO DAS TENSÕES NODAIS E CORRENTES DE LINHA	36
3.3.1	Cálculo das correntes de linha	37
3.3.2	Cálculo de tensões nodais	38
3.4	ALGORITMO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS COM UM NÚMERO REDUZIDO DE μ PMUS	38

3.4.1	Resolução do processo de localização de faltas	39
4	LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE UPMUS.....	42
4.1	AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	42
4.2	REDUÇÃO DO TEMPO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS	43
4.3	FUNÇÃO OBJETIVO	45
4.4	MÉTODO DE SOLUÇÃO	46
5	CASO DE ESTUDO	47
5.1	APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE LOP	47
5.2	APLICAÇÃO DO ALGORITMO ALF	49
6	CONCLUSÕES	52
	REFERÊNCIAS.....	54
	APÊNDICE: ATIVIDADES DESENVOLVIDAS.....	62
	ANEXO 1: RESULTADOS COMPLEMENTARES DO ALF	62

1 INTRODUÇÃO

O principal objetivo do sistema de energia elétrica é atender à demanda dos consumidores, garantindo a qualidade e a continuidade do serviço prestado a um custo razoável (Adefarati; Bansal, 2017). O sistema de distribuição (SD) é uma parte importante do sistema elétrico, responsável pelo fornecimento de energia desde a subestação de distribuição até os consumidores finais (Brown, 2017). Ao mesmo tempo, as faltas no SD têm maior frequência em comparação com faltas que ocorrem no sistema de geração e transmissão. De acordo com Chowdhury e Khoval (2009), cerca de 80% das interrupções que resultam em perda do serviço de energia elétrica ocorrem devido a faltas no SD.

Deste modo, devido às regulamentações e normas que impõem níveis mínimos de qualidade no fornecimento de energia elétrica, as concessionárias de distribuição são obrigadas a propor estratégias que ajudem a melhorar a confiabilidade e a qualidade do serviço prestado. De acordo com as diretrizes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qualidade no fornecimento de energia pode ser medida através dos indicadores de continuidade, tais como a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), a duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC) e a frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC), entre outros (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2017). Esses indicadores são afetados diretamente pelas interrupções no fornecimento de energia.

Neste contexto, um SD é considerado confiável quando tem a capacidade de fornecer energia ininterruptamente. Porém, isso não é possível na prática, pois em toda rede elétrica existem diversas fontes de interrupção, programadas ou não programadas, que afetam o sistema (Balarezo; Pedroza, 2014). Assim, melhorar a confiabilidade é uma das tarefas mais desafiadoras dentro dos SDs, principalmente nas redes elétricas atuais, onde a confiabilidade do sistema tem sido bastante afetada devido principalmente à penetração de múltiplas fontes de geração distribuída (GD) e ao surgimento de veículos elétricos (Dusabimana; Yoon, 2020; Hojabri *et al.*, 2019). A conexão desses novos recursos, além de afetar a qualidade de energia, podem influenciar na segurança da rede.

Existem duas maneiras de melhorar a confiabilidade dos SDs: a primeira é reduzir a frequência das interrupções e a segunda é reduzir sua duração (Falaghi; Haghifam; Tabrizi, 2005). Uma das formas de atingir o segundo objetivo é fazer uso da chamada localização de faltas (LF), que é uma das aplicações mais importantes dentro dos SDs. Este

processo ajuda a mitigar o impacto adverso das interrupções de energia, dado que, ao reduzir o tempo de LF, reduz-se o tempo de restauração do sistema, o que resulta em um impacto direto na confiabilidade (Buzo; Barradas; Leao, 2021; Joshi; Verma, 2021). Este trabalho avalia a confiabilidade do sistema através do indicador de continuidade DEC, que está diretamente relacionado ao tempo de interrupção, definido pela ANEEL como a soma dos tempos de preparação da equipe de manutenção, tempo de busca ou localização da falta e tempo de reparo.

Dada a complexidade dos SDs modernos e visando melhorar o monitoramento da rede, unidades de medição fasorial (PMUs) e microunidades de medição fasorial (*u*PMUs) foram recentemente introduzidas nas redes de energia (Farajollahi *et al.*, 2018). Esses dispositivos fazem uso da tecnologia de sincrofasores que proporcionam medições sincronizadas de parâmetros elétricos, tais como tensão e corrente, dos nós em que são instalados (Phanendra Babu; Suresh Babu; Siva Sarma, 2017; Priyadarshini; Panigrahi, 2020). As *u*PMUs são cada vez mais utilizadas em redes inteligentes, pois fornecem dados instantâneos e precisos sobre o estado do sistema, o que permite que os operadores da rede elétrica estejam mais bem informados, garantindo uma tomada de decisão segura nos centros de controle (Jimada-Ojuolape, 2021; Liu; Zhu; Kekatos, 2021). Entre as principais aplicações das *u*PMUs estão: monitoramento de tensão; localização e detecção de eventos; monitoramento da operação dos sistemas de proteção; estimação de estado (EE); entre outras (Arghandeh *et al.*, 2020).

Tradicionalmente, quando uma falta ocorre, o processo de localização é realizado por inspeção visual pela equipe de manutenção, ajudados pelas informações fornecidas nas ligações dos consumidores afetados pela interrupção. No entanto, o tempo investido neste processo é geralmente alto. Assim, a implantação das *u*PMUs nos SDs ajuda a reduzir os tempos de interrupção de energia, através da melhora na resolução do processo de LF realizado com dispositivos de medição convencionais, como por exemplo os indicadores de falta (IF), permitindo melhorar o direcionamento das equipes de manutenção até o local da contingência e, portanto, minimizando a duração do restabelecimento do sistema.

Embora seja evidente que a implantação de *u*PMUs nos SDs contribui na melhoria da qualidade do fornecimento de energia, o custo de instalação desses dispositivos é alto, sendo necessário encontrar o número mínimo de *u*PMUs, bem como suas localizações ótimas dentro dos SDs. Assim, se tornaria rentável a implantação destes dispositivos para as concessionárias distribuidoras de energia (Hojabri *et al.*, 2019), que devem identificar

o ponto de equilíbrio entre o custo de investimento (CI) na aquisição e instalação das μ PMUs e o retorno financeiro pela implantação desses dispositivos.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

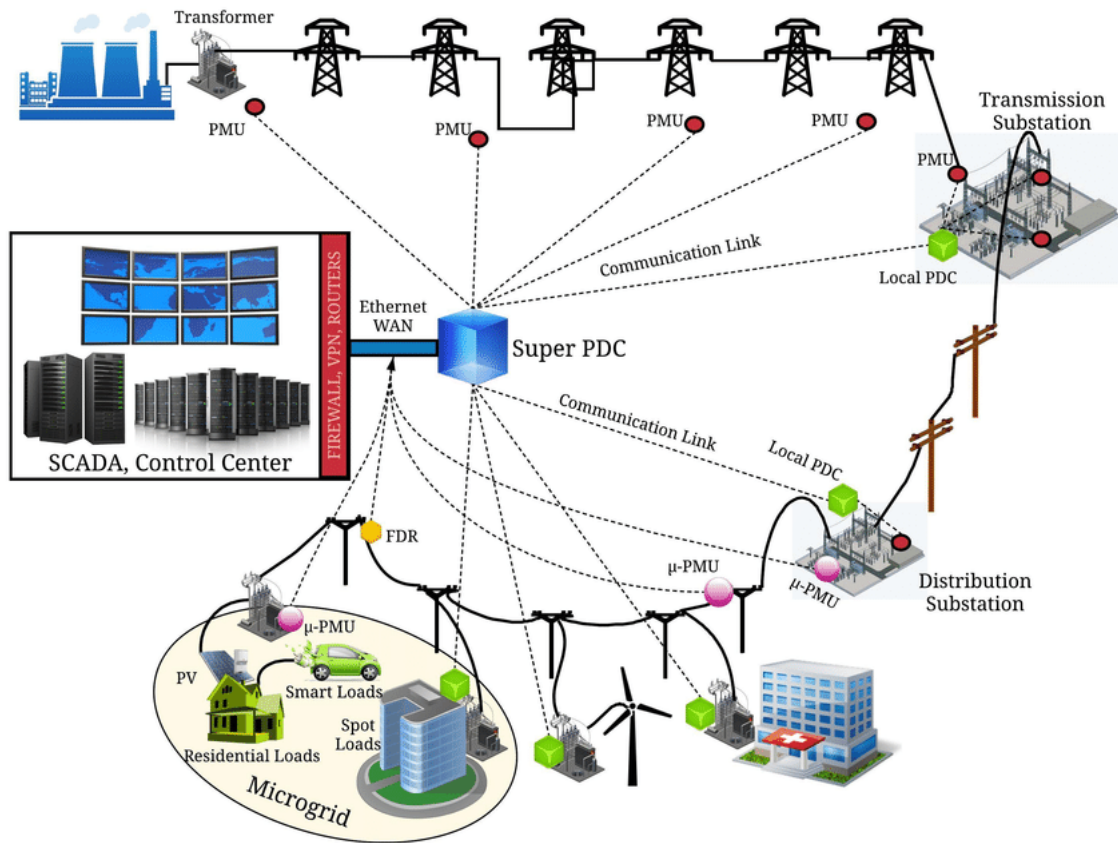
Essa seção apresenta uma revisão da literatura com os trabalhos mais relevantes sobre o problema de localização de faltas, localização ótima de μ PMUs nos SD, e trabalhos que ajudam a avaliar o impacto da implantação desses dispositivos na confiabilidade do sistema.

1.1.1 Implantação de μ PMUs nos sistemas de distribuição

As unidades de medição fasorial foram introduzidas pela primeira vez na década de 1990, com a capacidade de capturar fasores dos sinais de tensão e corrente em tempo real. Desde o seu aparecimento, estes dispositivos ganharam importância devido às grandes vantagens que apresentam sobre os sistemas de medição tradicionais. A implantação de PMUs nas redes de energia elétrica ocorreu primeiro nos sistemas de transmissão; porém, devido à natureza dinâmica das redes de distribuição modernas, a implantação de μ PMUs nesta parte do sistema elétrico de potência tem apresentado interesse crescente por parte das concessionárias de energia. A implantação de μ PMUs ajuda a garantir uma transmissão de energia eficiente, bem como uma gestão de rede confiável e otimizada (Qiu *et al.*, 2011). Um desenho típico de um sistema de μ PMUs em uma rede inteligente é apresentado na **Figura 1**, onde podem ser observados os diferentes elementos que compõem o referido sistema, destacando-se o uso de PMUs para sistemas de transmissão e μ PMUs para SDs.

Para entender como funciona a tecnologia de sincrofasores, deve-se primeiro discutir o que é um fasor. A magnitude e o ângulo de fase de um sinal de tensão ou de corrente alternada podem ser representados na sua forma vetorial; esta representação, comumente utilizada na análise de sistemas de energia (IEEE Power & Energy Society, 2011), é conhecida como fasor. Uma forma de onda senoidal é comumente descrita por (1).

Figura 1 – Desenho típico de um sistema de u PMUs em redes inteligentes



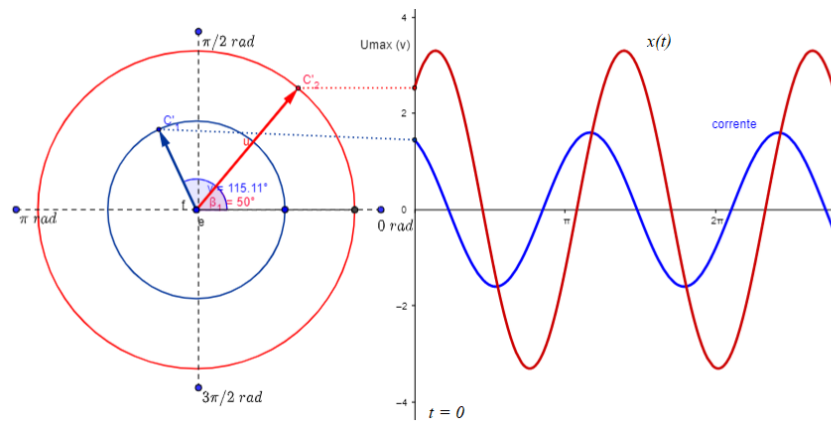
Fonte: Sundararajan *et al.* (2019)

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (1)$$

onde ω é a frequência angular do sinal expressa em radianos por segundo e ϕ o ângulo de fase em radianos. X_m é a amplitude máxima do sinal e t é a referência de tempo. Assim também, $X_m/\sqrt{2}$ representa o valor RMS do sinal. A senoide apresentada em (1) também pode ser representada na forma fasorial, como mostrado em (2).

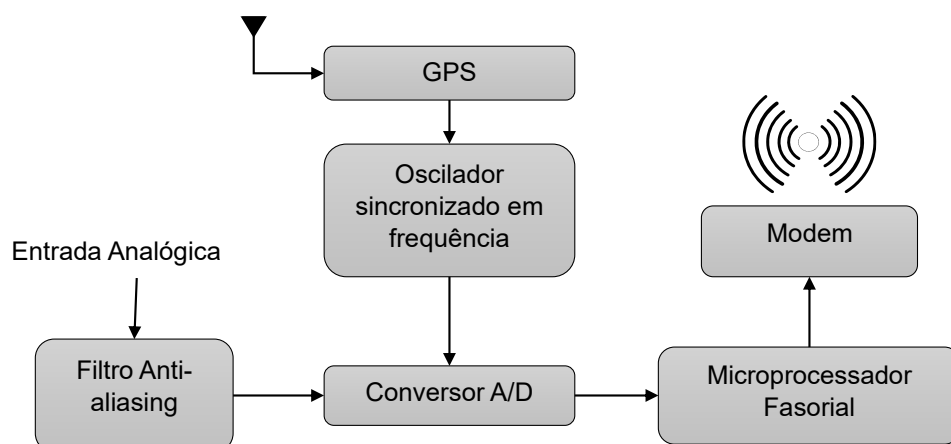
$$\mathbf{X} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} [\cos(\phi) + j\sin(\phi)] \quad (2)$$

A representação do sincrofasor do sinal $x(t)$ é o valor de $\mathbf{X}$, onde ϕ é o ângulo de fase sincronizado com o tempo universal coordenado. Na parte direita da **Figura 2**, apresenta-se a forma senoidal de uma onda de tensão e corrente, e na parte esquerda sua representação fasorial.

Figura 2 – Representação de um sincrofasor

Fonte: Santos (2016)

Assim, uma *uPMU* permite estimar os sincrofasores, bem como a frequência e a taxa de mudança das formas de onda de tensão e corrente. Na **Figura 3** é apresentado um diagrama de blocos do princípio de operação de uma *uPMU*. Primeiro, os dados de entrada da *uPMU* são os sinais de tensão e corrente. Em seguida, um relógio de amostragem, sincronizado com o sinal fornecido por um sistema de posicionamento global (GPS), é responsável por garantir a sincronização das medições. O filtro *anti-aliasing* permite que o sinal seja filtrado antes de entrar no conversor analógico-digital (A/D), onde os sinais analógicos de tensão e corrente serão digitalizados. Da mesma forma, uma sequência de pulsos sincronizados de alta velocidade é obtida a partir do sinal de GPS através de um oscilador sincronizado. Em seguida, um microprocessador é responsável pelo cálculo dos fasores de tensão e corrente; esses dados são marcados com o tempo fornecido pelo GPS

Figura 3 – Diagrama de blocos do funcionamento de um sistema de medição de sincrofasores

Fonte: Adaptado de Dusabimana e Yoon (2020)

e, finalmente, são enviados a um concentrador de dados fasorial, através de um modem, onde os dados são processados (Dusabimana; Yoon, 2020; Hojabri *et al.*, 2019).

Uma descrição detalhada da medição fasorial sincronizada, bem como os requisitos de tempo e sincronização para uma medição correta, é apresentada no padrão IEEE C37.118.2-2011 (IEEE Power & Energy Society, 2011).

1.1.2 Impacto das *uPMUs* na confiabilidade do sistema

Avaliar o impacto das *uPMUs* nos SDs é um tema que começou a ser estudado nos últimos anos e por este motivo, as informações existentes na literatura são escassas. A seguir são discutidas algumas propostas que abordam o impacto da tecnologia dos sincrofasores na confiabilidade do sistema. Shahsavari *et al.* (2017) propuseram um método para a análise de confiabilidade com base nos dados coletados pelas *uPMUs*. Foi considerado o impacto negativo dos recursos de carga (*load resource*) no comportamento transitório das redes de distribuição durante um evento de aumento da frequência de geração. Primeiro, para tratar os dados de tensão e corrente coletados pelas *uPMUs*, propõe-se uma nova abordagem para gestão de dados que permite observar o comportamento transitório da rede. Depois, uma corrente é induzida no alimentador para caracterizar o comportamento transitório da carga agregada. Finalmente, os índices de confiabilidade momentâneas (MAIFI) e permanente (SAIFI, SAIDI e AENS) são calculados levando em conta os sistemas de proteção da rede. Os resultados mostram que esses tipos de eventos (recursos de carga), podem trazer vários efeitos adversos sobre a confiabilidade do sistema.

Nessa mesma linha, um método para a localização ideal das *uPMUs*, com uma abordagem estocástica orientada na confiabilidade das redes de distribuição ativas, durante o processo de reconfiguração, foi proposto por Mohamed *et al.* (2019). Esse trabalho propõe uma estratégia baseada em programação linear de dois níveis, o que permite encontrar a topologia ideal das *uPMUs*. No primeiro nível é utilizada uma função objetivo que considera os custos de perda de energia e custos de interrupção para os clientes. No segundo nível, a observabilidade do sistema é garantida considerando a alocação e instalação ideal das *uPMUs*, bem como os custos da infraestrutura de comunicação. Além disso, para reduzir o número de dispositivos necessários, são considerados os nós de injeção zero (NIZ). Os resultados obtidos verificam que o método proposto nesse trabalho,

além de garantir a observabilidade do sistema, ajuda a melhorar a confiabilidade e reduz as perdas de energia.

Dentro desta mesma abordagem, Vaiman *et al.* (2018) apresentaram um resumo das aplicações que utilizam sincrofasores para melhorar a confiabilidade dos sistemas de energia. Além disso, é apresentada a experiência de diversas concessionárias nos Estados Unidos que obtiveram sucesso na implantação de sincrofasores para gerenciar suas redes elétricas. Na mesma linha, o documento escrito por Dusabimana e Yoon (2020) avalia as melhorias na confiabilidade e resiliência da rede elétrica por meio da implantação de PMUs. Para este fim, utiliza-se o número e a duração das interrupções de energia da rede elétrica de Ruanda. Os resultados mostram que a duração das interrupções de energia não planejadas pode ser reduzida em até 51,7%.

Embora os trabalhos supracitados abordem e discutam o impacto das *u*PMUs na confiabilidade do sistema, eles não estabelecem um método claro que permita quantificar a melhora nos índices de confiabilidade. Vantajosamente, tecnologias semelhantes têm sido empregadas e estudadas para abordar essa problemática. Assim, em trabalhos prévios, avalia-se o impacto dos IF na detecção e localização de eventos e, portanto, na melhoria da confiabilidade da rede elétrica. Embora a tecnologia de sincrofasores seja superior, vários dos conceitos aplicados na implantação do IF também podem ser usados na implantação de *u*PMUs. Dentro deste contexto, e considerando as escassas informações sobre o impacto do uso de sincrofasores na confiabilidade do sistema, alguns trabalhos que adotam IF são discutidos a seguir. O primeiro trabalho apresentado (Vasconcelos, 2017) propõe um método que ajuda as equipes de manutenção a reduzir o tempo para localizar faltas, o que permite reduzir significativamente os índices de confiabilidade do sistema que dependem da duração das interrupções, como DEC, DIC e ENS. Com esta finalidade implementa-se a meta-heurística *variable neighborhood search*, que permite encontrar a localização ótima dos IF e reduzir o valor do indicador DEC tanto quanto possível. Os nós do tronco principal, bem como os ramais laterais do alimentador, são considerados candidatos para alocar os IF.

Vários trabalhos têm sido desenvolvidos com esta mesma abordagem. O trabalho apresentado por Usida *et al.* (2012) trata o problema da localização ideal dos IF usando um algoritmo genético (AG). O método se limita a localizar esses dispositivos apenas no tronco principal do alimentador. Deste modo, é alcançada uma melhora nos índices de confiabilidade (DEC e ENS) do sistema, com uma solução economicamente viável determinada pela avaliação dos custos financeiros de cada configuração dos IF encontrada. Um

AG foi utilizado também por Dashti e Sadeh (2011) com uma função objetivo que leva em conta quatro custos impostos às empresas de distribuição de energia: custo da ENS, custo de operação e custo de restauração, custos de consumidores insatisfeitos e o custo dos IF, encontrando assim o número e a localização ideal desses dispositivos. Por sua vez, Jahedi, Javidan e Nasiraghdam (2014) utilizam um algoritmo NSGA II para resolver a função multiobjetivo proposta, que busca reduzir os custos de implementação dos IF e aumentar a confiabilidade do sistema. Um trabalho mais recente (Cruz; Bertequini, 2017) emprega um AG adaptativo para obter a melhor configuração de IF. Com a função objetivo proposta, busca-se reduzir, em conjunto, o custo anual da ENS e CI. Os resultados mostram um tempo de convergência menor do que o obtido com o AG normal. Por sua vez, Farajollahi, Fotuhi-Firuzabad e Safdarian (2018) propuseram um modelo de otimização baseado em programação linear inteira mista (PLIM) que permite a implantação ótima de IF nos SD. Com essa finalidade, tanto os custos de interrupção do cliente quanto os custos dos IF (custos de investimento, instalação e manutenção) são considerados. O método proposto é avaliado em um sistema real e os resultados mostraram que o índice de confiabilidade SAIDI é melhorado em até 35%, enquanto há uma economia de custos de 38%.

1.1.3 Localização de faltas nos sistemas de distribuição utilizando μ PMUs

Vários autores propuseram ferramentas para LF utilizando as vantagens oferecidas pelas μ PMUs. Ganivada e Jena (2022) desenvolveram um algoritmo de LF para SD usando medições de μ PMUs em conjunto com dados de dispositivos de medição inteligentes. A rede é dividida em zonas usando as medições da corrente de linha; além disso, aproveitando dados de injeção de corrente de sequência positiva antes e durante a falta, é possível limitar o espaço de busca identificando a área sob falta. O método proposto permite identificar a barra e a seção com falta, além da distância até a falta; através de uma técnica não iterativa de varredura *forward/backward* para estimar correntes de linha e tensões de barras. O método proposto é uma técnica robusta, pois não é afetada pela resistência da falta e não requer informações sobre o tipo de falta. Os resultados mostraram a eficácia do método em todos os casos simulados.

O trabalho realizado por Li *et al.* (2019) faz uso da teoria de substituição e desenha um classificador de rede neural convolucional de quatro camadas para localizar a linha em falta. Em seguida, é proposto um algoritmo de localização de PMUs para melhorar

ainda mais o desempenho da localização. O algoritmo pode localizar faltas com grande precisão, mesmo quando a visibilidade da rede é baixa (7% de todos os nós). Este método é robusto em diferentes condições, como flutuações de carga, ruído e medições de tensão imprecisas. Nesta mesma linha, um método para localizar faltas usando medições fasoriais de tensão e corrente registradas pelas PMUs foi apresentado por Ren, Venkata e Sordomme (2014). O método é desenvolvido em duas etapas. No primeiro estágio, os locais candidatos são encontrados utilizando os sincrofasores medidos pelas PMUs e iterando cada segmento de linha. Na segunda etapa, a localização real da falta é feita comparando os fasores de tensão. Este método funciona efetivamente para redes ativas e passivas, topologias radiais e em malha e faltas de alta impedância.

Um enfoque diferente foi desenvolvido por Pignati *et al.* (2017). A fim de demonstrar que o processo de EE baseado em PMUs satisfaz os requisitos críticos de uma rede de distribuição ativa, os autores propuseram um algoritmo de detecção e localização de faltas em tempo real utilizando sincrofasores em paralelo. Esse trabalho difere dos existentes porque a detecção da linha afetada pela falta, o tipo de falta e a corrente de falta são baseados exclusivamente nas medições das PMUs. O método mostrou-se adequado tanto para redes ativas quanto passivas, com ou sem neutro aterrado, para faltas simétricas ou assimétricas de baixa e alta impedância; e a eficácia do método também foi validada na presença de GD.

Outro método para localizar faltas em SD foi apresentado por Farajollahi *et al.* (2018), tendo como base o teorema de compensação da teoria de circuitos elétricos. O método não assume nenhuma hipótese sobre a localização do evento, de modo que a localização da falta é dada de forma bastante direta resolvendo um problema de otimização. Apenas duas μ PMUs são necessárias, uma instalada no início e outra no final do alimentador, para ter uma boa aproximação da localização da falta. No entanto, a presença de μ PMUs adicionais instaladas nos ramais do sistema oferece maior precisão, uma vez que isso permite identificar eventos gerados naqueles ramais laterais que estão localizados entre duas μ PMUs. O método proposto funciona baseado nas diferenças de medição, o que ajuda a aliviar erros comuns no canal de instrumentação. Consequentemente, o desempenho do trabalho proposto é robusto em relação aos erros típicos de medição. Esse artigo destaca a importância do uso de medições de ângulo de fase, fato demonstrado de forma analítica e por meio dos casos de estudo; portanto, justifica-se o uso de μ PMUs em vez de sensores comuns de tensão e corrente baseada em medições RMS.

Com o mesmo intuito, Buzo, Barradas e Leão (2021) propuseram um método baseado em medições de queda de tensão. Este método requer apenas duas μ PMUs e alguns medidores inteligentes, independentemente do tamanho da rede analisada. Além disso, o método não precisa de dados de carga para ser aplicado. Esses dois aspectos permitem encontrar a falta sem complexidade matemática e diferenciam o trabalho dos apresentados anteriormente. O método utilizado consiste em dividir a rede em vários subsistemas, cada um deles equipado com uma μ PMU em seus terminais extremos. Assim, a corrente de falta é calculada utilizando a matriz de impedância da rede; em seguida são calculadas as quedas de tensão nos terminais do subsistema analisado, bem como o erro entre essas medidas. O método é válido para redes de distribuição com ou sem a presença de geração distribuída, e os resultados apresentados mostram que há um baixo erro médio na localização da falta (cerca de 34,64 m).

Como já mencionado, ao localizar uma falta com precisão, os métodos apresentados ajudam a reduzir os tempos de deslocamento das equipes de manutenção até o local do evento, permitindo melhorar os índices de confiabilidade dependentes do tempo de interrupção. Assim, dado que o custo de implantação das μ PMUs é alto, é importante otimizar a localização desses dispositivos dentro dos SDs. A seguir aborda-se essa problemática, onde serão apresentados diferentes métodos e ferramentas que permitem minimizar o número de μ PMUs necessárias, sem deixar de lado aspectos como a observabilidade, redundância, custos de instalação, etc.

1.1.4 Localização ótima de μ PMUs

O problema da localização ótima de PMUs (LOP) é um tema bastante avançado no nível dos sistemas de transmissão e vários trabalhos têm resolvido esse problema (Abdulahman; Radman, 2018; Rezaeian Koochi; Hemmatpour, 2020; Roy; Sinha; Pradhan, 2011). No entanto, os SD são complexos devido ao grande número de nós, distâncias curtas, pequenas diferenças de amplitude e ângulo entre as medições dos nós, comportamento dinâmico e a falta de documentação padronizada (Arghandeh *et al.*, 2018). Esses fatores trazem consigo duas desvantagens. A primeira é que as técnicas utilizadas para resolver o LOP no nível de sistemas de transmissão não são aplicáveis nas redes de distribuição (Anguswamy *et al.*, 2022; Peng *et al.*, 2023). A segunda desvantagem é o alto custo de instalação das PMUs. Geralmente o objetivo do LOP é encontrar o número mínimo de PMUs para garantir a observabilidade completa do sistema. Várias técnicas

foram desenvolvidas para resolver este problema, podendo ser classificadas em técnicas matemáticas (programação inteira e busca exaustiva) e técnicas heurísticas (algoritmos genéticos, busca tabu, otimização por enxame de partículas, etc.) (Chen *et al.*, 2020). Nesta seção são apresentados diversos trabalhos recentes encontrados na literatura.

Reconhecendo os aspectos supracitados, um método aplicável para sistemas de transmissão e distribuição foi implementado por Priyadarshini e Panigrahi (2020). Um algoritmo de otimização binária do *lobo cinzento* foi escolhido para resolver o problema LOP, maximizando a redundância da medição e reduzindo o número de PMUs necessárias e, consequentemente, o custo de instalação. Seguindo a mesma abordagem, um método de duas etapas baseado na teoria dos grafos foi proposto por Tahabilder *et al.* (2017). Na primeira etapa é gerado um grafo da rede e as PMUs são distribuídas em locais estratégicos. Na segunda etapa são estabelecidas as condições para garantir a observabilidade completa do sistema. Um método inovador para localizar *u*PMUs em redes de distribuição desequilibradas foi proposto por Biswas, Azimian e Pal (2020); uma das principais contribuições desse trabalho é a distinção entre a observabilidade dos nós e a observabilidade das fases. Esse ponto é destacado, pois na prática, as redes de distribuição são desequilibradas; portanto, se uma das fases é observada por uma *u*PMU, não é possível ter certeza do estado das outras fases. O problema de LOP foi resolvido utilizando um modelo de programação linear inteira (PLI), minimizando assim o número de *u*PMUs necessárias e o número de fases que devem ser monitoradas. Por outro lado, Hampannavar *et al.* (2021) apresentaram uma ferramenta de localização em redes inteligentes que ajuda a estimar o número de *u*PMUs requeridos pelo modelo. Para resolver o problema, utiliza-se PLIM em conjunto com a ferramenta de modelagem de problemas de otimização GAMS.

Além de considerar o número de PMUs, a observabilidade do sistema, e o efeito dos NIZ, Andreoni *et al.* (2021) propuseram uma função com três objetivos: número total de canais das PMUs; incerteza máxima da EE; e sensibilidade da EE. Um algoritmo genético NSGA-II é utilizado para resolver o problema. Em outro trabalho recente (Anguswamy *et al.*, 2022), além de considerar o desequilíbrio do sistema, estuda-se o efeito dos atributos únicos dos SDs (cargas distribuídas, parâmetros desconhecidos, variações de tap, etc.). O problema de LOP é resolvido usando três métodos: PLI, algoritmo genético e otimização por enxame de partículas. Além disso, um método de redução de fases de injeção zero é empregado, reduzindo ainda mais o número de PMUs necessárias. Dois fatos importantes podem ser extraídos desse trabalho. O primeiro é que o método proposto

pode lidar com qualquer alteração futura da rede, como reconfiguração, alterações topológicas e adição de geração distribuída; sem a necessidade de aplicar uma reconfiguração das PMUs. O segundo fato é que, resultados semelhantes foram obtidos com os diferentes algoritmos utilizados, concluindo que têm maior relevância considerar os fatores únicos dos SDs do que o algoritmo utilizado.

Outra maneira de focar o problema LOP é baseado na sua aplicação. Com essa consideração, o trabalho apresentado por Tabar *et al.* (2022) leva em conta a importância do acesso rápido e preciso às informações dos sistemas atuais. Esse trabalho avalia a segurança e a observabilidade dos SDs em um modelo de dois níveis. No nível superior, as localizações ótimas das *u*PMUs são obtidas considerando um método de conexão virtual entre nós e otimizando uma função multiobjetivo. No nível inferior, o sistema é analisado com base nas funções de segurança e custo. Resultados comparativos mostram que o método de conexão virtual reduz a quantidade de *u*PMUs necessárias e diminui o CI em aproximadamente 8,75%. Por sua vez, o trabalho apresentado por Peng *et al.* (2023) propõe um método para melhorar a precisão da EE a partir de um número limitado de *u*PMUs. O método baseia-se na transformação do problema LOP não linear em um problema de PLIM, cuja solução é obtida aplicando um método de decomposição de Benders. O método proposto também funciona em conjunto com o sistema SCADA e o erro é avaliado por meio de um critério experimental chamado E-ótimo. Através dos casos de estudo, verificou-se a viabilidade e eficiência do método proposto em contraste com outros métodos existentes na literatura.

Outra abordagem do problema LOP com base em sua aplicação é apresentada por Conte *et al.* (2023), em que se leva em consideração a detecção e localização de faltas em SDs ativos. O algoritmo proposto consiste em computar um conjunto de estimativas de estado de mínimos quadrados ponderados (MQP), cujos resultados são usados para detectar, caracterizar e localizar a ocorrência de uma falta. Além disso, é definido um critério para minimizar o número de PMUs necessárias para executar corretamente o algoritmo proposto. Esse critério, baseado nas condições de observabilidade do sistema, permite definir um problema de otimização para estabelecer as localizações das PMUs ao longo da rede. Outro método para resolver o problema de LOP em SDs foi apresentado por Pereira, Da Silva e Mantovani (2004). O método proposto consiste em dois blocos: no primeiro é utilizado um sistema de LF, enquanto o segundo bloco é responsável por encontrar as melhores localizações para as PMUs disponíveis. Devido à natureza combinatória do problema proposto, um algoritmo de busca tabu é utilizado para resolver o

problema de otimização. Visando resolver o mesmo problema, o trabalho desenvolvido por Biscaro, Pereira e Mantovani (2010) usa a metaheurística *greedy randomized adaptive search procedure* em conjunto com um método de simulação de Monte Carlo. O modelo matemático apresentado pode ser utilizado por qualquer algoritmo de LF baseado em quedas de tensão. Um esquema LOP para SD inteligentes, com uma abordagem baseada na confiabilidade da infraestrutura das *uPMUs*, foi proposto por Abdolahi *et al.* (2021). A função objetivo busca minimizar os custos de instalação, custos das perdas de energia, custos de aterramento e custos de interrupção do cliente; além de maximizar a observabilidade do sistema. O problema é resolvido utilizando PLIM em conjunto com o *solver* CPLEX.

Diversos métodos e algoritmos para resolver os problemas de LF e LOP foram estudados e propostos pela literatura especializada. Motivado por esses trabalhos, propõe-se um método para LF em SD baseado em uma técnica de estimativas de estado, juntamente com as medições de tensão e corrente registradas por um número reduzido de *uPMUs* instaladas estrategicamente no sistema. Além disso, diferentemente dos múltiplos trabalhos encontrados na literatura, que desenvolvem métodos para localização ótima baseados apenas em restrições de observabilidade, o presente trabalho desenvolve um algoritmo que permite encontrar a melhor localização das *uPMUs*, utilizando uma nova abordagem que visa melhorar a confiabilidade do SD através da redução dos índices dependentes do tempo de interrupção no fornecimento de energia.

1.2 OBJETIVOS

Os objetivos principais deste trabalho são os seguintes:

- Desenvolver uma técnica que permita reduzir o número de *uPMUs* requeridos pelo algoritmo de localização de faltas apresentado por Conte *et al.* (2023) e Pignati *et al.* (2017)
- Desenvolver um algoritmo de localização ótima de *uPMUs*, através de critérios que contribuam na melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição.
- Aplicar uma meta-heurística que forneça uma solução ao problema de localização ótima, sem a necessidade de avaliar todas as possíveis soluções.
- Avaliar o desempenho do método proposto em um sistema de distribuição real.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições do trabalho proposto são as seguintes:

- Um método que possibilita obter um vetor solução da técnica de estimações de estado, a partir das medições registradas por um número reduzido de u PMUs localizadas de forma ótima dentro do sistema de distribuição.
- Um algoritmo de localização de faltas válido para sistemas de distribuição que, baseado na ferramenta de estimações de estado, permite localizar uma falta com precisão a partir das medições registradas pelas u PMUs disponíveis pela concessionária. Com esta finalidade utiliza-se o conceito de pseudo-medições juntamente com o uso da teoria dos grafos e das leis de Kirchhoff.
- Um algoritmo de localização ótima de u PMUs que, diferentemente dos múltiplos trabalhos encontrados na literatura, permite encontrar a melhor localização desses dispositivos através de uma função objetivo que visa minimizar o indicador de qualidade DEC, melhorando assim a confiabilidade do sistema de distribuição.
- Uma ferramenta que é economicamente viável para as concessionárias de distribuição, dado que é possível aplicar o algoritmo com somente duas u PMUs, reduzindo assim o custo de investimento, além do custo por penalizações e custo da energia não suprida.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O trabalho apresentado foi dividido em 6 capítulos, organizados da seguinte forma:

- No Capítulo 1 apresenta-se uma visão geral e justificativa do trabalho, bem como a revisão bibliográfica e as contribuições do trabalho.
- No Capítulo 2 apresenta-se a formulação geral da estimação de estado e como ela pode ser aplicada dentro do processo de LF a partir das medições das u PMUs. Apresenta-se também o algoritmo de LF básico.
- No Capítulo 3 são apresentadas as ferramentas utilizadas para reduzir o número de u PMUs requeridas pelo algoritmo.
- No Capítulo 4 apresenta-se o algoritmo proposto para resolver o problema LOP, visando maximizar a confiabilidade do SD.

- No Capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados dos testes realizados.
- Finalmente, no Capítulo 6 apresentam-se as conclusões da pesquisa.

2 ESTIMAÇÃO DE ESTADO APLICADA AO PROCESSO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

2.1 ESTIMAÇÃO DE ESTADO

A EE é uma ferramenta fundamental nos sistemas elétricos atuais que ajuda na tomada de decisão dos operadores e planejadores dentro dos centros de controle, pois tem um impacto direto na segurança e confiabilidade do sistema. O método de mínimos quadrados ponderados é comumente utilizado para dar solução ao problema de EE, que busca obter uma estimativa precisa das tensões nodais, ou seja, o ângulo e a magnitude das tensões das barras da rede (Florez *et al.*, 2021). O principal desafio desta ferramenta é fornecer estimativas válidas do estado do sistema a partir de um número mínimo de medições em conjunto com um modelo predeterminado da rede (Meriem *et al.*, 2016).

2.1.1 Mínimos quadrados ponderados linear

A técnica de mínimos quadrados ponderados permite obter uma solução quando se trabalha com sistemas de equações lineares superdeterminadas que têm a forma mostrada em (3) (Monticelli, 1999; Phadke; Thorp, 2017).

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{z} \quad (3)$$

onde $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ é o vetor de estados, $\mathbf{z} \in \mathbb{R}^m$ são as medições e, $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ é uma matriz tal que $n < m$. Em princípio, este problema não tem solução, sendo reescrito da seguinte forma:

$$\mathbf{Ax} + \boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{z} \quad (4)$$

onde $\boldsymbol{\varepsilon}$ representa o erro introduzido devido ao ruído das medições. As informações do erro $\boldsymbol{\varepsilon}$ são representadas pela matriz de covariância $\mathbf{R}$, mostrada em (5).

$$\mathbf{R} = E\{\boldsymbol{\varepsilon} \cdot \boldsymbol{\varepsilon}^T\} \quad (5)$$

O problema de EE é resolvido encontrando o vetor de estimativas $\hat{\mathbf{x}}$, que minimiza a seguinte função:

$$E\{(\mathbf{z} - \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}})^T \mathbf{R}^{-1}(\mathbf{z} - \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}})\} = \mathbf{z}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z} - 2\mathbf{z}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}} - \hat{\mathbf{x}}^T \mathbf{A}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}} \quad (6)$$

A solução da função (6) é apresentada em (7).

$$\hat{\mathbf{x}} = \left(\mathbf{A}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{A} \right)^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z} \quad (7)$$

2.2 FORMULAÇÃO DA ESTIMAÇÃO DE ESTADO PARA UMA REDE TRIFÁSICA

Suponha uma rede trifásica com n barras e m linhas, cuja matriz de admitância $\mathbf{Y}$ é conhecida. Assuma também que as medições adquiridas pelas u PMUs, instaladas em “ p ” barras do sistema, são tensão nodal fase-terra trifásica e corrente de linha trifásica; essas medições são representadas em coordenadas cartesianas e separadas em suas partes real e imaginária, conforme mostrado em (8)–(11).

$$\mathbf{V}_{re,i}^{abc} = [V_{re,i}^a, V_{re,i}^b, V_{re,i}^c] \quad (8)$$

$$\mathbf{V}_{im,i}^{abc} = [V_{im,i}^a, V_{im,i}^b, V_{im,i}^c] \quad (9)$$

$$\mathbf{I}_{re,i}^{abc} = [I_{re,i}^a, I_{re,i}^b, I_{re,i}^c] \quad (10)$$

$$\mathbf{I}_{im,i}^{abc} = [I_{im,i}^a, I_{im,i}^b, I_{im,i}^c] \quad (11)$$

onde i é o índice da barra monitorada; dado que inicialmente se considera que todas as barras são monitoradas, $i = 1, 2, \dots, n$. Na equação (12) apresenta-se a formulação geral da EE.

$$\mathbf{z} = \mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{r} \quad (12)$$

onde, o vetor $\mathbf{z} \in \mathbb{R}^P$ ($P = 12p$) contém a união dos vetores das medições de tensão $\mathbf{z}_V$ e de corrente $\mathbf{z}_I$, tal como é mostrado em (13).

$$\mathbf{z} = [\mathbf{z}_V \ \mathbf{z}_I]^T \quad (13)$$

$$\mathbf{z}_V = [\dots \mathbf{V}_{re,i}^{abc} \dots \mathbf{V}_{im,i}^{abc} \dots] \quad (14)$$

$$\mathbf{z}_I = [\dots \mathbf{I}_{re,i}^{abc} \dots \mathbf{I}_{im,i}^{abc} \dots] \quad (15)$$

Depois, $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^N$ ($N = 6n$) é o vetor dos estados das n barras do sistema:

$$\mathbf{x} = [\mathbf{V}_{1,re}^{abc} \dots \mathbf{V}_{n,re}^{abc} \mathbf{V}_{1,im}^{abc} \dots \mathbf{V}_{n,im}^{abc}]^T \quad (16)$$

Por sua vez, $\mathbf{H}$ é uma matriz de dimensão $P \times N$, que representa a relação matemática entre as grandezas medidas $\mathbf{z}$ e os valores estimados $\mathbf{x}$.

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_V \\ \mathbf{H}_I \end{bmatrix} \quad (17)$$

onde $\mathbf{H}_V \in \mathbb{R}^{6p \times N}$ é composta por zeros e uns que selecionam a tensão medida diretamente pelas u PMUs e $\mathbf{H}_I \in \mathbb{R}^{6p \times N}$ é composta pelas partes real e imaginária da matriz de admitância trifásica $\mathbf{Y} \in \mathbb{R}^{3n \times 3n}$.

$$\mathbf{H}_I = \begin{bmatrix} \text{Re}\{\mathbf{Y}\} & -\text{Im}\{\mathbf{Y}\} \\ \text{Im}\{\mathbf{Y}\} & \text{Re}\{\mathbf{Y}\} \end{bmatrix} \quad (18)$$

Finalmente, $\boldsymbol{\epsilon}$ representa o ruído das medições realizadas pelas u PMUs, assumido como ruído branco gaussiano e caracterizado pela matriz de covariância $\mathbf{R}$.

$$\mathbf{R} = \text{diag}(\sigma_1^2, \dots, \sigma_j^2) \quad j = 1, 2, \dots, D \quad (19)$$

2.3 ALGORITMO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS COM TODAS AS BARRAS MONITORADAS

O método proposto está baseado nos trabalhos apresentados por Conte *et al.* (2023) e Pignati *et al.* (2017). A ideia principal é que, quando ocorre uma falta, ela pode ser modelada adicionando uma barra adicional, chamada de barra virtual, entre as duas barras do sistema que estão mais próximas da falta. Durante uma contingência, a barra virtual absorve a corrente de falta.

Com as considerações anteriores, o método proposto consiste em realizar m EEs, cada uma delas considerando a barra virtual no meio de uma das linhas do sistema. Assim, a k -ésima EE, realizada no instante de tempo t , considera a barra virtual no meio da linha $k \forall k = 1, 2, \dots, m$, e resulta na estimativa $\hat{\mathbf{x}}_t^k$ mostrada em (20).

$$\hat{\mathbf{x}}_t^k = \left(\mathbf{H}^{kT} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}^k \right)^{-1} \mathbf{H}^{kT} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z}_t \quad (20)$$

Em (20), $\hat{\mathbf{x}}_t^k$ é o novo vetor de estimações de tensão obtido no instante de tempo t , considerando a barra virtual no meio da linha k . Adicionalmente, o vetor estendido dos estados tem a seguinte forma:

$$\mathbf{x}_t^k = [\mathbf{V}_{1, re}^{abc} \dots \mathbf{V}_{n+1, re}^{abc} \mathbf{V}_{1, im}^{abc} \dots \mathbf{V}_{n+1, im}^{abc}]^T \quad (21)$$

Na k -ésima EE devem ser consideradas as variações topológicas em relação à rede original, causadas pela adição da barra virtual. Ou seja, a matriz $\mathbf{H}$ deve ser recalculada adequadamente, obtendo-se assim uma matriz $\mathbf{H}^k$ diferente para cada estimativa.

Finalmente, para avaliar a precisão das EE, a equação (22) introduz o resíduo de medição ponderado (RMP).

$$w_t^k = \sqrt{(\mathbf{z}_t - \mathbf{H}^k \hat{\mathbf{x}}_t^k)^T R^{-1} (\mathbf{z}_t - \mathbf{H}^k \hat{\mathbf{x}}_t^k)} \quad (22)$$

Nesse processo, dois aspectos importantes devem ser levados em consideração. O primeiro deles é que em condições normais (quando não há contingência) a barra virtual não tem efeito sobre as EEs pois, dado que não absorve corrente, a referida barra funciona apenas como uma barra de passagem e, portanto, não há alterações nos parâmetros da rede, resultando em m EEs com RMP semelhante. O segundo aspecto a ser levado em consideração refere-se ao estado de falta do sistema; nestas condições, se for considerado que a falta acontece na linha k , apenas a k -ésima EE será realizada com a topologia de rede correta. Assim, todos os resíduos RMP, exceto o k -ésimo, terão um valor alto.

2.3.1 Localização da falta

Nesta etapa são utilizadas as estimações $\hat{\mathbf{x}}_t^k$, juntamente com seus respectivos resíduos w_t^k ($k = 1, \dots, m$). Primeiro, o valor médio de cada resíduo w_t^k , obtido quando não há falta no sistema, é chamado μ_w^k e, conforme mencionado no trabalho apresentado por Conte *et al.* (2023), pode ser facilmente obtido a partir dos registros de medições realizados pelas concessionárias de distribuição como mostrado em (23); portanto esse valor é considerado conhecido. Em seguida, a linha sob falta L_F é identificada selecionando o índice de k_F , que corresponde ao resíduo w_t^k com variação mínima em relação ao seu valor médio μ_w^k , conforme (24) e (25).

$$\mu_w^k = \text{média}(w_{t,1}^k, w_{t,2}^k, \dots, w_{t,nm}^k) \quad (23)$$

$$L_F = \text{índice}(k_F) \quad (24)$$

$$k_F = \min\{|w_{t_F}^k - \mu_w^k|\} \quad \forall k = 1, \dots, m \quad (25)$$

onde $w_{t_F}^k$ é o valor do resíduo RMP no tempo de falta t_F , e nm é o número de amostras de w_t^k .

O Algoritmo 1 apresenta o pseudocódigo do método descrito nesta seção. Como já mencionado, dado o alto custo de implantação das μ PMUs nos SDs, é necessário encontrar o número e a localização ótima desses dispositivos dentro do sistema, tornando

sua implementação rentável para as distribuidoras de energia. Com esse intuito, no capítulo seguinte é discutida uma forma de reduzir significativamente o número de u PMUs necessários para a implementação do método proposto.

Algoritmo 1: Algoritmo de localização de faltas (ALF)

Leitura dos dados da Rede

Cálculo dos parâmetros iniciais

Se $Falta_Detectada = 1$ **então**

 Realizar m EE

 Obter o RMP $w_t^k, \forall k = 1, \dots, m$

$k_F = \min\{|w_{t_F}^k - \mu_w^k|\}$

$L_F = \text{índice de } k_F$

Fim Se

Fonte: Adaptado de Conte *et al.*(2023)

3 TÉCNICA DE REDUÇÃO DO NÚMERO DE u PMUs REQUERIDAS

Esta seção descreve o método proposto para localizar faltas em SDs, usando um número reduzido de u PMUs. Com esta finalidade, introduz-se o conceito de pseudo-medidas, que fazem uso dos perfis de carga agregados nos transformadores, obtidos a partir dos registros históricos realizados pelas concessionárias. Esta ferramenta, juntamente com o uso da teoria dos grafos e das leis de Kirchhoff, é a base para o desenvolvimento deste trabalho.

Primeiro, considere o vetor de medições $\mathbf{z}$ da equação (13). Sendo inviável a medição direta de todas as barras, propõe-se dividir esse vetor em duas partes, como mostrado na equação (26). O vetor $\mathbf{z}_M$, contém os parâmetros medidos diretamente pelas u PMUs e, por sua vez, $\mathbf{z}_C$, contém os parâmetros desconhecidos que serão calculados a partir de $\mathbf{z}_M$.

$$\mathbf{z} = \mathbf{z}_M + \mathbf{z}_C \quad (26)$$

Visando obter o vetor de parâmetros desconhecidos $\mathbf{z}_C$, o método proposto consiste em três etapas: A primeira faz uso da teoria dos grafos para representar os parâmetros da rede dentro de um grafo. Na segunda etapa, pseudo-medidas são usadas para estimar o valor de cada uma das cargas do sistema. Por fim, na terceira etapa é realizado o cálculo das tensões nodais e correntes de linha do sistema completo.

3.1 REPRESENTAÇÃO DA REDE

Com o intuito de realizar o processo de forma mais rápida e eficiente, todas as características topológicas da rede, bem como sua conectividade, são representadas dentro de um grafo. Formalmente, um grafo é definido como $G = (V, E)$, em que V é o conjunto de nós, enquanto E é o conjunto das arestas do grafo, nomeadas da forma $E(p, q)$, onde $(p, q) \in V$ (Tenesaca *et al.*, 2022).

Assim, para melhorar o desempenho do ALF, as informações armazenadas no grafo são divididas em duas partes. Primeiramente, nos nós do grafo são armazenadas todas as informações das barras do sistema, tais como: ID, presença ou ausência de u PMUs e presença ou ausência de carga. Por outro lado, as arestas armazenam as informações das matrizes de impedância trifásicas, o comprimento e o ID de cada uma das linhas da rede. Esta informação facilita o processo de varredura à jusante que será

detalhado posteriormente nesta seção. Finalmente, todos os valores de tensão e corrente, medidos e calculados, são também armazenados nos nós do grafo.

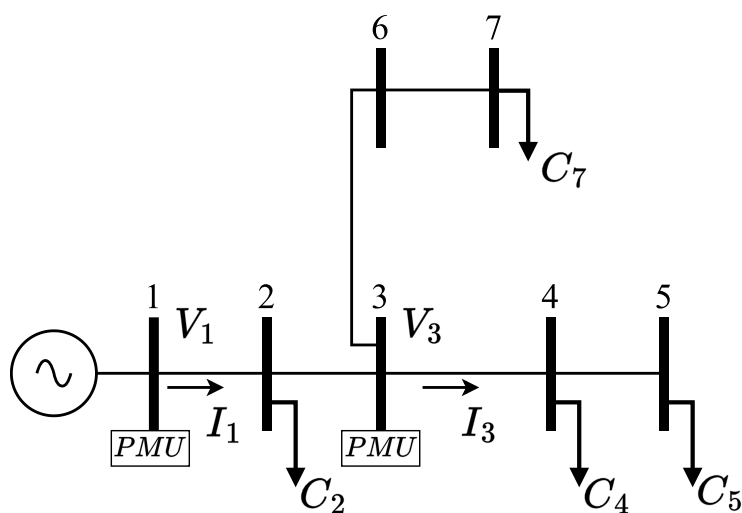
3.2 ESTIMAÇÃO DAS CARGAS

Na segunda etapa, utiliza-se os perfis de carga para estimar as injeções de corrente em cada uma das barras do sistema, valendo-se das medições de corrente registradas pelas *uPMUs*. Para este fim, é necessária a instalação de pelo menos um dispositivo de medição localizado na barra inicial do sistema. Posteriormente será apresentado o processo quando mais *uPMUs* estiverem disponíveis.

Com essas considerações, as informações de corrente registradas pela *uPMU* indicam qual é a corrente da rede, para um instante de medição t . Para exemplificar o procedimento a seguir, considere o sistema mostrado na **Figura 4**; este sistema possui sete nós, seis linhas, quatro cargas e duas *uPMUs* instaladas nas barras 1 e 3 respectivamente. No primeiro caso, quando apenas uma *uPMU* está disponível, a corrente I_1 indica a corrente injetada na rede e, portanto, o consumo das cargas C_2 , C_4 , C_5 e C_7 .

Em seguida, propõe-se utilizar os perfis de carga para distribuir a corrente I_1 em cada uma das barras do sistema. Assim, valendo-se das informações de presença ou ausência de carga armazenadas no grafo, é possível identificar em quais barras do sistema há injeção de corrente, enquanto os perfis de carga fornecem informações sobre a proporção de carga existente em cada barra. Para o caso exemplificado, suponha que, dos perfis

Figura 4 – Sistema teste de sete barras

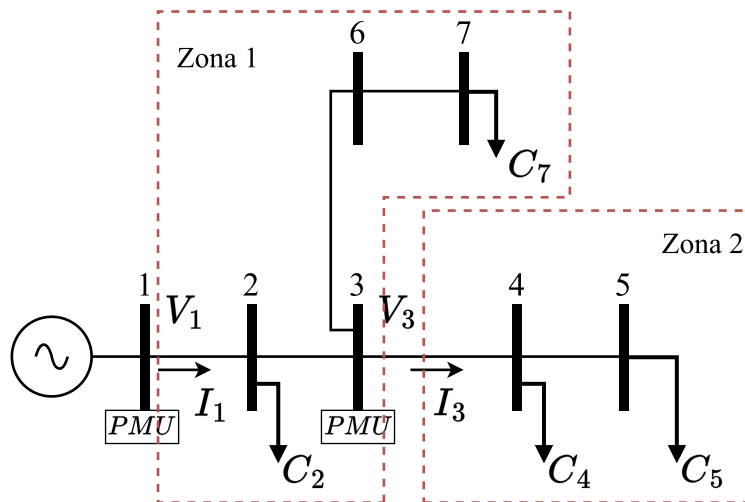


Fonte: Próprio autor

de carga, sabe-se que para um instante t a proporção das cargas C_2 , C_4 , C_5 e C_7 , é de 25%, 10%, 30% e 35%, respectivamente. Então, o valor estimado de cada uma das cargas será: $I_{C_2} = 0,25 * I_1$, $I_{C_4} = 0,1 * I_1$, $I_{C_5} = 0,30 * I_1$ e $I_{C_7} = 0,35 * I_1$. Assim, a injeção de corrente em cada uma das barras do sistema é determinada, dando lugar ao procedimento de cálculo descrito mais adiante na Seção 3.3.

É importante ter em mente que a precisão da estimativa varia de acordo com o número de $uPMUs$ disponíveis e da sua localização dentro do SD. Considere então o caso em que uma $uPMU$ adicional é instalada na barra três do sistema. Isto resulta na divisão da rede em duas zonas (zona 1 e zona 2), conforme mostrado na **Figura 5**. Nestas condições, a resolução do processo de estimação das cargas aumenta, pois a corrente I_1 registrada pela $uPMU$ da barra 1 fornece as informações do consumo das cargas C_2 e C_7 , enquanto o valor de I_3 registrado pelo segundo dispositivo, informa o consumo das cargas C_4 e C_5 . A principal vantagem da adoção deste conceito é que a estimativa das cargas pode ser realizada para cada uma das zonas do sistema, o que confere maior robustez ao método proposto.

Figura 5 – Estimação de cargas considerando mais de uma $uPMU$



Fonte: Próprio autor

Dado o tamanho reduzido do SD do caso de estudo, optou-se por trabalhar apenas com a medição de uma $uPMU$ para estimar as cargas do sistema completo, uma vez que os resultados das simulações realizadas com esta hipótese se mostram suficientes para localizar com sucesso uma linha sob falta. Além disso, na Seção 5.2, a robustez do método proposto contra erros ou variações na estimação das cargas é testada. A implementação de dispositivos de medição adicionais para a estimação do consumo das cargas, pode ser

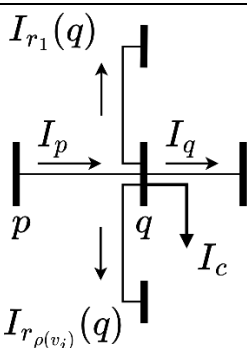
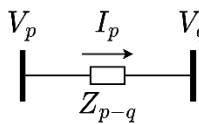
interessante para SDs reais onde, devido ao grande número de barras, a estimativa realizada com apenas uma *uPMU* pode oferecer resultados insatisfatórios. Finalmente, uma vez determinadas as cargas, procede-se com o cálculo das tensões e correntes desconhecidas do SD.

3.3 CÁLCULO DAS TENSÕES NODAIS E CORRENTES DE LINHA

O objetivo desta seção é obter os valores trifásicos de tensões nodais e correntes de linha do sistema completo, fazendo uso das medições das *uPMUs* disponíveis, juntamente com a estimação das cargas previamente realizada. Isso permite o emprego do Algoritmo 1 mostrado no Capítulo 2.

Dado o modo radial de operação dos SDs, o cálculo dos parâmetros é realizado nó a nó através de um processo de varredura à jusante do grafo, começando sempre pelo nó inicial correspondente à subestação. Assim, para cada nó analisado há três elementos a serem considerados: o próprio nó analisado $q \forall q = 1, 2, \dots, n$, conhecido como nó atual; o nó predecessor p , localizado à montante do nó atual; e a linha $p - q$ que une os dois nós. Dado que o primeiro nó sempre terá uma *uPMU* instalada, os valores de tensão nodal e corrente de linha para $q = 1$ são assumidos como valores conhecidos. Com essas considerações, as leis de tensão e corrente de Kirchhoff são aplicadas em cada nó do grafo, utilizando (27) e (28) da **Tabela 1**, adaptadas do trabalho de Leite e Mantovani (2016).

Tabela 1 – Equações para o cálculo dos parâmetros desconhecidos do sistema

Seção	Formulação	Equação
	$I_q = I_p - I_{c_q} - \sum_{s=1}^{\rho(v_i)} I_{r_s}(v_i)$	(27)
	$V_q = V_p - Z_{p-q} I_p$	(28)

Fonte: Adaptado de Leite e Mantovani (2016)

3.3.1 Cálculo das correntes de linha

Antes de detalhar o processo de cálculo da corrente, define-se $\rho(v_i)$ como o número de ramais laterais que se originam no nó v_i . Assim, podem surgir dois casos: 1) $\rho(v_i) = 0$ ou; 2) $\rho(v_i) > 0$.

No primeiro caso, o cálculo é realizado de forma direta aplicando a equação (27), onde I_p é a corrente fluindo desde o nó predecessor, I_q é a corrente a ser calculada fluindo desde o nó atual e I_{C_q} é a corrente injetada no nó atual, cujo valor é obtido a partir do processo de estimação das cargas. Este caso é aplicado nos nós 2, 4, 5, 6 e 7 do sistema teste da **Figura 4**.

O segundo caso apresenta-se quando, durante a varredura à jusante, um nó com $\rho(v_i) > 0$ é encontrado. Primeiro, define-se $r_s(v_i)$ como o ramal lateral s que se origina no nó v_i , onde $s = 1, 2, \dots, \rho(v_i)$, define-se também $I_{r_s}(v_i)$ como a corrente que é injetada no ramal r_s do nó v_i e, por fim, define-se $Mr_s(v_i)$ como o conjunto de nós pertencentes ao ramal r_s . Uma vez definidas as variáveis utilizadas neste processo, deve-se considerar que a equação (27) tem $\rho(v_i) + 1$ incógnitas e, portanto, uma solução só pode ser obtida unicamente quando as correntes em todos os ramais de v_i são conhecidas.

O mecanismo adotado neste caso consiste em utilizar as cargas estimadas para determinar as correntes $I_{r_s}(v_i)$ que circulam pelos $\rho(v_i)$ ramais do nó v_i atual, fixando I_q como a corrente desconhecida que circula pelo tronco principal do alimentador, e I_p como a corrente do nó predecessor que foi previamente calculada. Para uma melhor compreensão do leitor, considere o nó 3 do sistema teste. Neste caso, a corrente desconhecida I_q é calculada com a seguinte expressão: $I_q = I_p - I_{r_s}(v_i) - I_{C_q} = I_3 = I_2 - I_{r_1}(3) - I_{C_3}$, onde I_2 e I_{C_3} são valores previamente conhecidos, enquanto a corrente $I_{r_1}(3)$ é calculada como a soma das correntes do conjunto de cargas do ramal $r_1(3)$, ou seja, $I_{r_1}(3) = \sum_{q \in Mr_1(3)} I_{C_q}$, onde $Mr_1(3) = \{6, 7\}$; assim, a corrente desconhecida I_3 é determinada. Em geral, a corrente de um ramal $r_s(v_i)$ pode ser obtida através de (29).

$$I_{r_s}(v_i) = \sum_{q \in Mr_s(v_i)} I_{C_q} \quad (29)$$

Cálculo de tensões nodais

O cálculo das tensões nodais $V_i \forall i \in 1, 2, \dots, n$ é realizado de forma direta durante o processo de varredura à jusante aplicando a equação (28), onde V_q é a tensão do nó atual a ser calculada, V_p é a tensão do nó predecessor, I_p é a corrente de linha que sai do nó predecessor p em direção ao nó atual q , e Z_{p-q} é a matriz de impedância trifásica da linha $p - q$. Neste caso, diferentemente do cálculo da corrente, o mecanismo aplicado é o mesmo para todos os nós do sistema, independentemente do valor de $\rho(v_i)$.

É importante mencionar que tanto o cálculo das correntes quanto o das tensões, para um determinado nó, são realizados ao mesmo tempo. Assim, o processo continua percorrendo cada um dos nós até que todos os parâmetros desconhecidos do sistema tenham sido determinados, obtendo-se então o vetor de parâmetros desconhecidos $\mathbf{z}_C$.

3.4 ALGORITMO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS COM UM NÚMERO REDUZIDO DE UPMUS

Nesta seção realizam-se as modificações do Algoritmo 1 apresentado no Capítulo 2. Primeiro considere o caso de operação normal do SD. Sob estas condições, basta aplicar o procedimento descrito para obter os parâmetros desconhecidos $\mathbf{z}_C$ e, por sua vez, completar o vetor de medições $\mathbf{z}$, realizando assim $m + 1$ EEs, cujos resíduos RMP terão valores semelhantes para cada uma das estimativas.

De aqui em diante, uma linha que une quaisquer dois nós p e q , é chamada de L_q , sendo q o nó mais distante da subestação.

O segundo caso decorre quando uma falta é detectada no sistema. Para aplicar o procedimento de varredura à jusante utilizando as leis de Kirchhoff, é necessário ter conhecimento da seção do sistema que absorve a corrente de falta; porém, esta informação é desconhecida pelo algoritmo. A seguir, detalha-se o procedimento adotado sob estas condições: Primeiro, assume-se uma falta na metade de cada uma das m linhas do sistema. Então, para cada uma dessas hipóteses, obtém-se um vetor de medições $\mathbf{z}$ através do procedimento descrito anteriormente, obtendo assim m vetores de medição denominados $\mathbf{z}^q \forall q = 2, 3, \dots, n$, onde o índice q indica que o vetor $\mathbf{z}$ foi obtido assumindo uma falta na linha L_q , pois, durante a obtenção de cada vetor, a corrente de falta ficara no meio da referida linha. Posteriormente, o Algoritmo 1 é aplicado m vezes (uma com cada vetor $\mathbf{z}^q$ obtido), sendo cada uma delas considerada como uma iteração. Assim, o menor resíduo

$w_t^{k,q}$ de cada iteração é denominado k_F^q . Finalmente, a linha sob falta, L_F , é identificada através do índice com o qual é obtido o menor valor de k_F^q como definido por (30) e (31).

$$k_F^q = \text{mínimo}\{|w_{t_F}^{k,q} - \mu_w^k|\} \forall q = 2, 3, \dots, n \quad (30)$$

$$L_F = \text{índice}\{\text{mínimo}(k_F^q)\} \quad (31)$$

O ALF considerando um número reduzido de u PMUs é apresentado no Algoritmo 2.

Algoritmo 2: ALF utilizando um número reduzido de u PMUs

Obter as medições das u PMUs

Se $Falta_Detectada = 1$ **então**

Realizar a estimação das cargas

Obter m vetores de medição $\mathbf{z}^q$ (varredura à jusante)

Aplicar Algoritmo 1 para cada vetor $\mathbf{z}^q$ (m iterações)

Em cada iteração obter $k_F^q = \text{mínimo}\{|w_{t_F}^{k,q} - \mu_w^k|\}$

Obter $\text{mínimo}(k_F^q)$

$L_F = \text{índice de } k_F^q$

Fim Se

Fonte: Adaptado de Conte *et al.*(2023)

3.4.1 Resolução do processo de localização de faltas

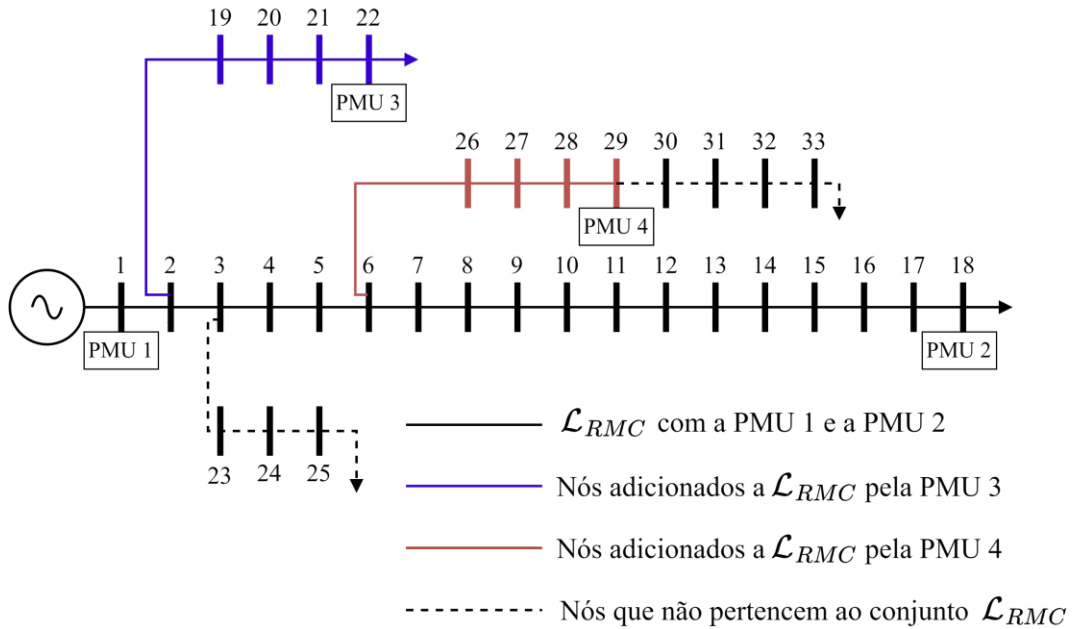
Naturalmente, ao reduzir o número de u PMUs perde-se observabilidade da rede, e o algoritmo proposto tem certas limitações quando comparado com o caso base em que todos os nós são monitorados por uma u PMU. No entanto, como já mencionado, devido ao alto custo desses dispositivos, é possível que para a concessionária de distribuição seja mais rentável perder um pouco de precisão no processo de localização de faltas do que investir na aquisição de uma grande quantidade desses dispositivos.

Dito isso, aproveita-se o modo radial de operação do SD para introduzir um conceito amplamente utilizado na teoria dos grafos, conhecido como rota mais curta (RMC). Esta é definida como o caminho que existe entre dois vértices, de forma que a soma dos pesos de suas arestas seja minimizada (Johnson, 1977). Aplicando esse conceito ao problema de LF, a RMC é redefinida como o conjunto de nós, $\mathcal{L}_{RMC}$, que fornecem o caminho

mais curto para conectar todas as $uPMUs$ através do SD. Para obter uma RMC são necessárias pelo menos duas $uPMUs$: uma no nó inicial e outra que pode estar localizada em qualquer nó do sistema. Assim, para exemplificar quando uma falta será localizada com precisão, utiliza-se o sistema padrão IEEE de 33 barras apresentado na **Figura 6**.

Agora assume-se que, inicialmente, duas $uPMUs$ estão instaladas nos nós 1 e 18 respectivamente, então a RMC para esta configuração será $\mathcal{L}_{RMC} = \{1, 2, \dots, 18\}$. Assim, a resolução da localização de uma falta está determinada pelos nós que compõem o conjunto $\mathcal{L}_{RMC}$, uma vez que o método de EE implementado consegue localizar um evento de falta apenas nas linhas que unem os nós do referido conjunto. Considere então uma falta na linha L_{14} , nesse caso, o nó $14 \in \mathcal{L}_{RMC}$, pelo que o valor mínimo de k_F^q é o correspondente à iteração realizada com o vetor de medições $\mathbf{z}^{14}$, então $\text{mínimo}(k_F^q) = k_F^{14}$, pelo que o índice q indica com precisão qual linha é afetada pela falta.

Figura 6 – Formação do conjunto $\mathcal{L}_{RMC}$ no sistema teste IEEE de 33 barras



Fonte: Próprio autor

Agora considere uma falta em um ramal $r_s(v_i)$ do sistema, onde $Mr_s(v_i) \notin \mathcal{L}_{RMC}$. Neste caso, todas as iterações realizadas com os vetores $\mathbf{z}^q$, obtidos assumindo uma falta no meio das linhas $L_q \forall q \in Mr_s(v_i)$, resultam em um valor mínimo k_F^q de magnitude semelhante, e o algoritmo é incapaz de distinguir qual linha do ramal está sendo afetada pela falta. Por exemplo, se uma falta ocorre na linha L_{20} pertencente ao ramal $r_1(2)$, onde

$Mr_1(2) = \{19, 20, 21, 22\}$, o mínimo resíduo $k_F^{19} \approx k_F^{20} \approx k_F^{21} \approx k_F^{22}$, e o algoritmo unicamente conseguiu identificar que a falta aconteceu no referido ramal.

Agora suponha que a concessionária de distribuição instala dois dispositivos $uPMU$, localizados arbitrariamente nos nós 22 e 29. Sob estas condições $\mathcal{L}_{RMC} = \{1, \dots, 22, 26, \dots, 29\}$. Assim, o algoritmo proposto consegue identificar com precisão uma falta que ocorre em qualquer linha $L_q \forall q \in \mathcal{L}_{RMC}$. Por outro lado, se uma falta ocorre, por exemplo, na linha L_{25} , o algoritmo unicamente consegue identificar que a falta ocorreu no ramal $r_1(3)$. Finalmente, considere uma falta na linha L_{32} ; dado que os nós 30 a 33 não pertencem ao conjunto $\mathcal{L}_{RMC}$, o menor resíduo, k_F^q , é semelhante para $\forall q = 30, \dots, 33$, assim o algoritmo apenas indica que a falta ocorreu a jusante do nó 29.

Para conseguir localizar com precisão uma falta em qualquer linha L_q , é necessário instalar uma $uPMU$ no nó final de cada um dos ramaais laterais do sistema, além da $uPMU$ instalada no nó inicial. Porém, tal condição pode não ser necessária na prática, dado que em vários casos será suficiente ter conhecimento apenas do ramal em que ocorreu o evento de falta. Por exemplo, com apenas três $uPMUs$, localizadas nas barras 1, 18 e 33 respectivamente, a resolução da LF poderia ser aceitável, pois a maioria das contingências que ocorrerem no SD são detectadas com sucesso. Apesar disso, e dado que o objetivo da pesquisa é melhorar a confiabilidade do sistema, os critérios que definem a localização ótima das $uPMUs$ no SD são discutidos no próximo capítulo.

4 LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE UPMUS

Neste capítulo é apresentado um algoritmo para localização ótima de μ PMUs que, para um determinado número de dispositivos, encontra os melhores nós candidatos para sua instalação, de forma que a confiabilidade do SD seja maximizada. O índice de confiabilidade utilizado para o caso de estudo é o índice DEC, que indica o número médio de horas que um grupo de clientes experimenta uma interrupção no fornecimento de energia. A redução desse índice é conseguida localizando as μ PMUs disponíveis, de forma que o tempo de LF seja minimizado. O procedimento utilizado para resolver este problema está inspirado no trabalho apresentado por Vasconcelos (2017), que utiliza IFs para conseguir resultados semelhantes aos propostos neste trabalho.

4.1 AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A avaliação da confiabilidade do SD visa representar o desempenho do sistema por meio de índices de confiabilidade que permitem identificar e analisar a causa raiz das interrupções. Com essa informação, é possível melhorar a confiabilidade dos consumidores por meio da aplicação de técnicas e ferramentas de mitigação (Billinton; Allan, 1988; Nweke; Gusau; Isah, 2021). Os parâmetros de confiabilidade geralmente utilizados neste processo são a taxa de faltas (λ) e o tempo de reparo (r) (Shavuka *et al.*, 2010). Um amplo espectro de índices de confiabilidade pode ser formulado a partir desses dois parâmetros.

Considere então o SD da **Figura 7**. Primeiro define-se uma seção como o conjunto de linhas que são derivadas de um dispositivo de seccionamento, desde que não haja um dispositivo adicional entre elas. Assim, as equações (32)–(34) apresentam a formulação para avaliar o índice DEC.

$$DEC_b = ft_p \times \Lambda_b \left(\frac{N_{t1,b} t_{1,b}}{N_c} + \frac{N_{t2,b} t_{2,b}}{N_c} \right) \quad (32)$$

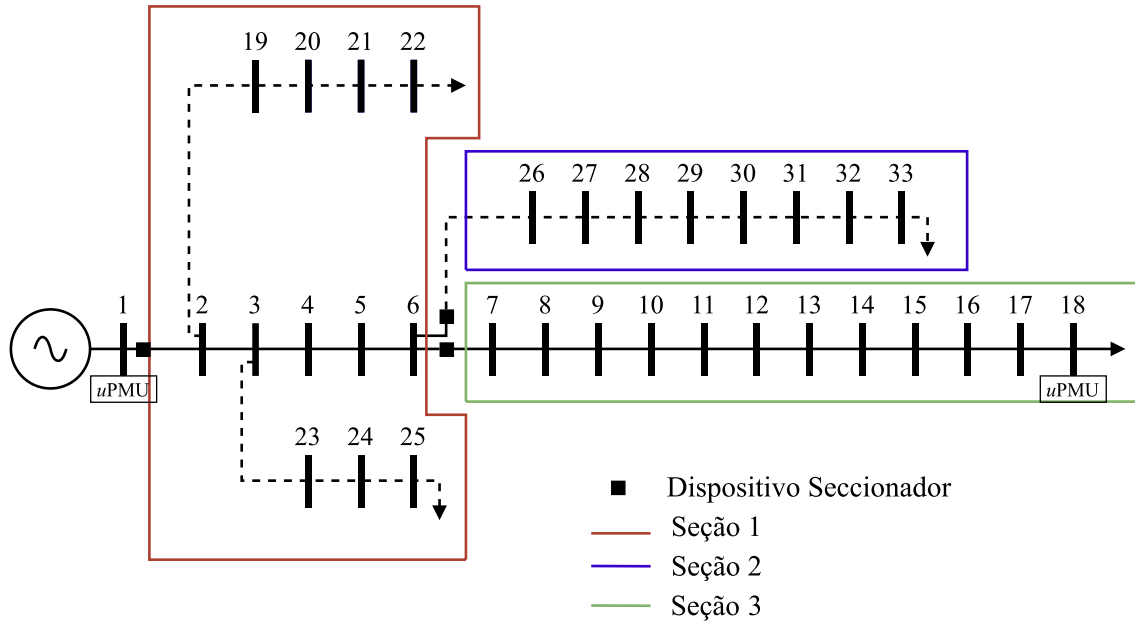
$$DEC = \sum_{b=1}^{N_b} DEC_b \quad (33)$$

$$\Lambda_b = \sum_{q=2}^n L_{q,b} \times \lambda_{q,b} \quad (34)$$

onde ft_p é o fator de faltas permanentes, Λ_b é a taxa de faltas da seção b , $N_{t1,b}$ é o número de consumidores da seção b que são afetados durante o tempo de localização da falta t_1 , $N_{t2,b}$ é o número de consumidores afetados pela falta pelo tempo de reparo t_2 , N_c é o

número total de consumidores, N_b é o número de seções do sistema. Finalmente, $\lambda_{q,b}$ é a taxa de faltas da linha L_q pertencente à seção b .

Figura 7 – Formação das seções a partir da localização dos dispositivos de seccionamento



Fonte: Próprio autor

O conceito de seções é fundamental, pois a contribuição nos índices de confiabilidade, de uma falta em qualquer uma das linhas pertencentes a uma seção b , é a mesma. Assim, a equação (32) permite quantificar a contribuição de uma falta em uma seção b , enquanto que (33) define o índice geral do SD.

4.2 REDUÇÃO DO TEMPO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

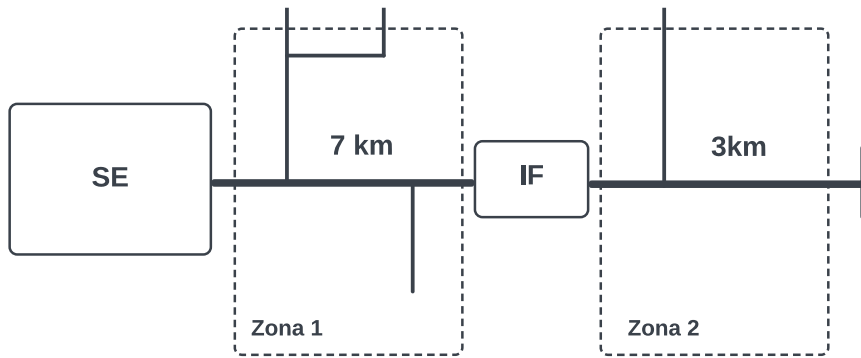
Visando melhorar a confiabilidade do SD, espera-se que a implementação de $uPMUs$ ajude a reduzir os tempos de deslocamento das equipes de manutenção, diminuindo assim o tempo de restauração do fornecimento de energia do sistema. Primeiro, apresenta-se a formulação com a implantação de IF e, posteriormente, são realizadas as adaptações necessárias para avaliar o impacto das $uPMUs$. Assume-se então que a implantação de N_{IF} IFs divide a rede em $N_{IF} + 1$ zonas. Assim, para avaliar o efeito desses dispositivos na redução do tempo de localização de faltas, utiliza-se (35), que foi adaptada do trabalho proposto por Vidyasagar, Prasad e Fatima (2012) e representa o tempo médio de LF na i -ésima zona do sistema T_{Z_i} . Com essa consideração, o valor DEC pode ser reduzido, uma

vez que, como pode ser visto em (32), esse índice é diretamente proporcional ao tempo de localização de uma falta $t_{1,b}$.

$$T_{z_i} = T_0 \left(\frac{l_{z_i}}{\sum_{j=1}^{N_{IF}+1} l_{z_j}} \right) \quad (35)$$

Para melhor compreensão do leitor, é apresentado um exemplo simplificado do método utilizado. Na **Figura 8** ilustra-se uma rede de distribuição dividida em duas zonas devido ao IF. A funcionalidade deste dispositivo é fornecer informações da zona em que ocorreu o evento, e assim a equipe de manutenção terá que percorrer apenas uma delas. Agora suponha que o tempo de localização de uma falta sem a presença do IF é $T_0 = 1h$.

Figura 8 – Divisão de uma rede em duas zonas através de um IF



Fonte: Adaptado de Vasconcelos (2017)

Assim, os novos tempos de localização de uma falta na zona 1 e na zona 2 serão T_1 e T_2 respectivamente.

$$T_1 = 1 \left(\frac{7}{7+3} \right) = 0,7h; \quad T_2 = 1 \left(\frac{3}{7+3} \right) = 0,3h$$

Como mencionado por Vasconcelos (2017), um dos inconvenientes que surgem neste processo é que não há estudos exaustivos sobre a influência dos IFs na confiabilidade do SD, pois apenas está sendo considerada uma redução no tempo de deslocamento.

A resolução na localização de uma falta é maior quando se utilizam $uPMUs$ pois, neste caso, além de informar a zona em que ocorre uma falta, é possível identificar qual foi a linha afetada. Assim, se estabelece N_{τ}^b como o número de trechos que se formam na seção b com a implantação das $uPMUs$, esse número varia dependendo da posição desses dispositivos e é definido como a soma do número de nós que pertencem ao $\mathcal{L}_{RMC}$ mais o número de ramais laterais não monitorados, existentes na referida seção. Por exemplo, a partir da **Figura 7** observa-se que na seção 1 existem 5 nós que pertencem ao $\mathcal{L}_{RMC}$ (2, 3,

4, 5, 6) e dois ramais laterais não monitorados; portanto, $N_\tau^1 = 7$. Com essas considerações, a equação (35) pode ser reescrita por (36), onde $T_{\tau,b}$ é o tempo de localização de uma falta que acontece no trecho τ da seção b , e l_q é o comprimento da linha L_q .

$$T_{\tau,b} = T_0^b \left(\frac{\sum_{q \in \text{trecho}_{\tau,b}} l_q}{\sum_{q \in \text{Seção}_b} l_q} \right) \quad (36)$$

Por sua vez, (37) representa a probabilidade de ocorrência de uma falta no trecho τ da seção b ; enquanto (38) indica o tempo médio de localização de uma falta na seção b . Por último, o tempo estimado de localização de uma falta na seção b , $t_{1,b}$, é definido em (39), onde t_b é o tempo de ativação das equipes de manutenção.

$$P_{\tau,b} = \frac{\sum_{q \in \text{trecho}_{\tau,b}} l_q \cdot \lambda_q}{\sum_{q \in \text{Seção}_b} l_q \cdot \lambda_q} \quad (37)$$

$$T_b = \sum_{\tau=1}^{N_\tau^b} P_{\tau,b} \cdot T_{\tau,b} \quad (38)$$

$$t_{1,b} = T_b + t_b \quad (39)$$

4.3 FUNÇÃO OBJETIVO

A finalidade da função objetivo proposta nesta seção é minimizar o índice DEC, o que pode levar a dois benefícios principais: 1) Melhora na confiabilidade do SD; 2) Retorno financeiro devido à redução das penalidades por violação dos limites dos índices de confiabilidade e pela redução da ENS. Assim, a partir das equações apresentadas na Seção 4.1, o problema proposto pode ser formulado da seguinte forma:

$$\text{minimizar } DEC \quad (40)$$

s. a:

$$\begin{aligned} P_u &\subset V \\ N_{P_u} &= p \end{aligned}$$

$$DEC = \frac{f t_p}{Nc} \sum_{b=1}^{N_b} \sum_{q=2}^n l_q \lambda_q (N_{t_{1,b}} t_{1,b}(P_u) + N_{t_{2,b}} t_{2,b})$$

onde P_u é o conjunto com a localização das u PMUs, $N_{P_u} = p$ é o número de u PMUs disponíveis e, $t_{1,b}(P_u)$ é o tempo estimado de localização de uma falta na seção b , que varia dependendo da posição das p u PMUs dentro do SD.

4.4 MÉTODO DE SOLUÇÃO

O problema proposto é resolvido por meio de um método heurístico de busca exaustiva que avalia todas as soluções possíveis e retorna como resultado o conjunto de posições P_u que minimiza a função objetivo proposta. Isto é viável para o caso de estudo proposto, pois o SD possui apenas 39 barras.

O processo começa definindo o número p de u PMUs disponíveis por parte da concessionária; depois, considerando que o grafo da rede possui n nós, e que uma das u PMUs sempre estará localizada no primeiro nó, o número de localizações possíveis C_n^p , é definido por (41). Assim, para cada localização possível, encontra-se a RMC e define-se o conjunto $\mathcal{L}_{RMC}$, permitindo o cálculo do tempo $t_{1,b}$ através do procedimento descrito na Seção 4.2. Por fim, avalia-se a função objetivo para cada localização possível e retorna-se aquela que minimiza a referida função. O procedimento a seguir é descrito no Algoritmo 3.

$$C_n^p = \frac{(n-1)!}{[(n-1)-(p-1)]! \cdot (p-1)!} \quad (41)$$

Algoritmo 3: Localização ótima de u PMUs

Ler dados de entrada

Especificar o número de u PMUs disponíveis, p .

Identificar todas as possíveis localizações, P_u .

Para cada localização possível P_u **fazer**

Definir o conjunto $\mathcal{L}_{RMC}$

Calcular o tempo de localização $t_{1,b}$

Avaliar a função objetivo

Fim Para

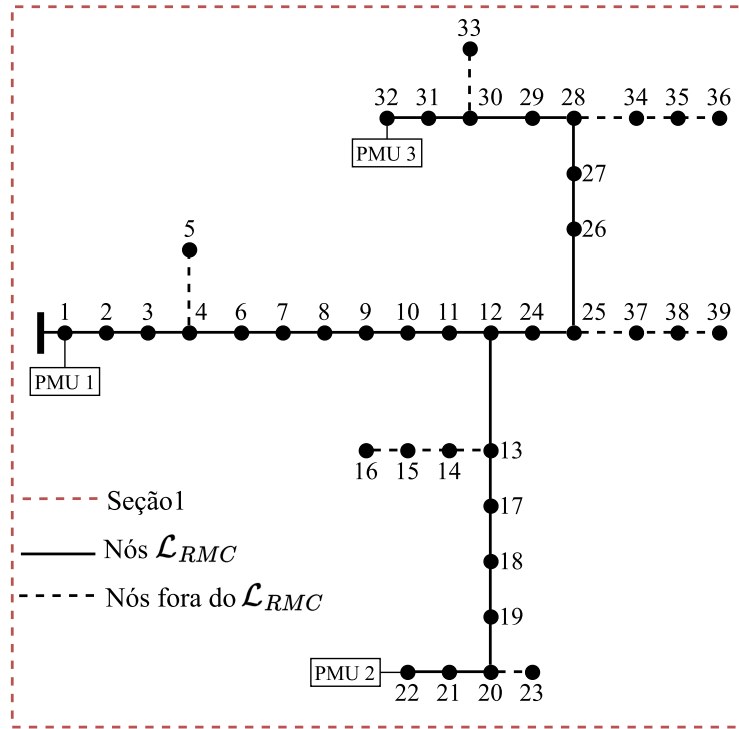
Retornar a melhor solução

Fonte: Próprio autor

5 CASO DE ESTUDO

O método proposto foi implementado e testado no sistema teste de 39 barras mostrado na **Figura 9**, que é uma parte reduzida do sistema padrão de 135 barras utilizado no trabalho apresentado por Reiz e Leite (2022). O sistema é uma rede trifásica de 13,8 kV que possui 39 nós, 38 linhas e 31 nós de carga com um total de 350 clientes. O sistema completo é considerado como uma única seção. Finalmente, a linguagem de programação utilizada para o desenvolvimento do algoritmo foi Python.

Figura 9 – Sistema teste de 39 barras utilizado para o caso de estudo



Fonte: Próprio autor

5.1 APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE LOP

Na primeira etapa, com a finalidade de definir a posição das $uPMUs$, o Algoritmo 2 é aplicado para $p = 2, 3$ e 4 . Os parâmetros de confiabilidade utilizados, extraídos do trabalho apresentado por Vasconcelos (2017), são os seguintes: $ft_p = 0,30$, $\lambda_q = 2,60$ é considerado o mesmo para as m linhas, $t_{2,b} = 19,95 \text{ min}$, $T_0^b = 36,01 \text{ min}$ e $t_b = 98,58 \text{ min}$. Primeiro, realiza-se uma análise da rede no caso base, ou seja, sem a implantação de $uPMUs$. O valor do índice DEC obtido para este caso foi 8,92 h. Posteriormente, o algoritmo LOP é aplicado para os três casos mencionados. Os resultados obtidos são

resumidos na **Tabela 2**, onde a porcentagem de redução, com a implementação de p $uPMUs$, está sendo comparada com relação ao caso anterior.

Tabela 2 – Comparação de resultados do algoritmo LOP

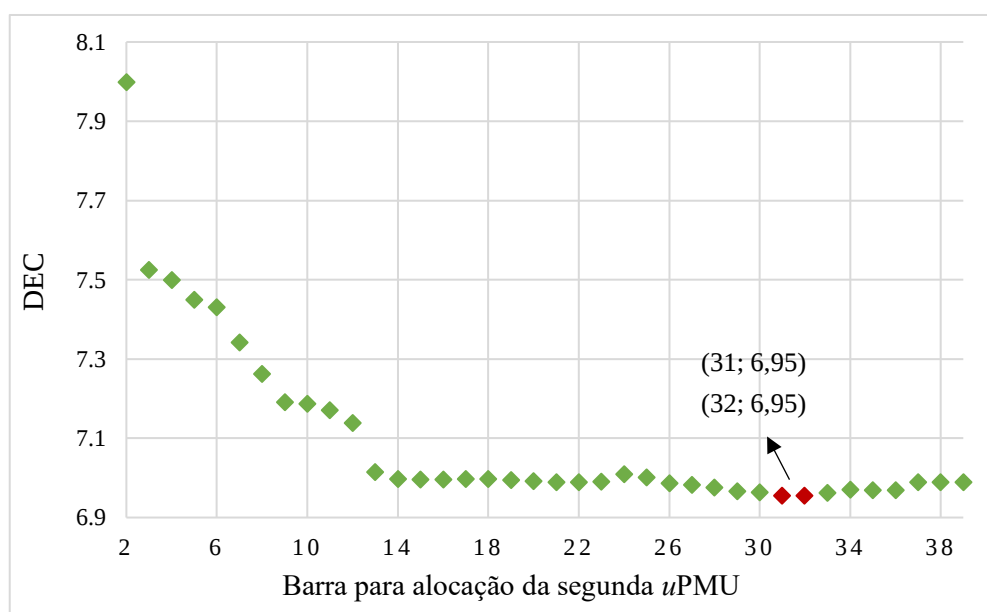
p	DEC (h)	P_u	% de Redução Incremental	Tempo de execução (ms)
0	8,92	—	—	—
2	6,95	{1, 32}	22,02	13,19
3	6,92	{1, 22, 32}	0,47	253,56
4	6,92	{1, 16, 22, 32}	0,03	3.947,85

Fonte: Próprio autor

Como pode ser observado, o percentual de melhora incremental utilizando três ou quatro $uPMUs$ é baixo, principalmente no último caso. Além disso, o tempo de execução do algoritmo apresenta incremento exponencial quando se aumenta o número de $uPMUs$.

Na **Figura 10** se apresenta a variação do índice DEC para o caso de duas $uPMUs$. Dado que a primeira $uPMU$ mantém-se fixa na primeira barra, o índice DEC varia unicamente de acordo com a localização do segundo dispositivo. Assim, a função objetivo é minimizada quando a segunda $uPMU$ é alocada nas barras 31 ou 32, ficando a critério da concessionária em qual barra fazer a instalação.

Figura 10 – Melhora do índice DEC para o caso de duas $uPMUs$



Fonte: Próprio autor

Em trabalhos futuros, propõe-se a utilização do custo da energia não suprida e o CI, que permitirá definir a opção mais rentável para a concessionária. Por enquanto, para exemplificar o processo de LF, assume-se que a melhor alternativa é obtida com $p = 3$.

5.2 APLICAÇÃO DO ALGORITMO ALF

Uma vez definida a localização das u PMUs dentro do SD, a próxima etapa é aplicar o ALF. A variância das medições foi extraída do trabalho apresentado por Conte *et al.* (2023), onde o desvio padrão do ruído assumido para as medições é: $1,6 \times 10^{-3}\%$ e $4 \times 10^{-1}\%$ para as magnitudes de tensão e corrente, respectivamente e; $5,1 \times 10^{-5}rad$ e $5,8 \times 10^{-3}rad$ para as medições do ângulo da tensão e corrente, respectivamente. O software utilizado para realizar as simulações das faltas foi o DIgSILENT PowerFactory (2015).

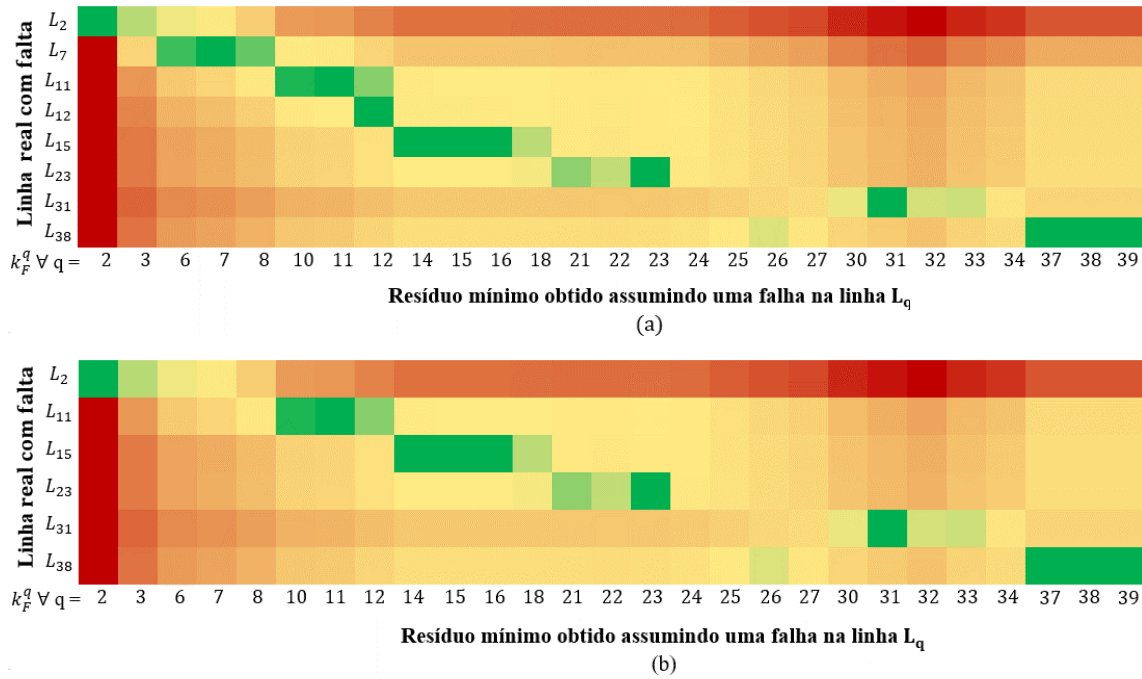
Os resultados obtidos pela aplicação do ALF são descritos a seguir. O algoritmo é avaliado, usando a localização ótima obtida do algoritmo LOP, com $p = 3$, para os seguintes cenários: 1) Faltas 1ϕ , 2ϕ e 3ϕ ; 2) Variações da resistência de falta; 3) Faltas localizadas em 25, 50 e 75% da linha e; 4) Variações na estimação das cargas.

Em todos os cenários simulados, os resultados foram satisfatórios, pois a linha ou ramal (dependendo da localização da falta) afetada pela falta foi encontrada no 100% dos casos. Assim, os resultados obtidos para uma falta 3ϕ em 50% da linha, com resistência de falta $r_f = 0,001\Omega$, são apresentados no mapa de calor da **Figura 11(a)**, onde o eixo horizontal representa o resíduo mínimo obtido assumindo uma falta na linha L_q , enquanto o eixo vertical indica a linha L_q do SD na qual ocorre uma falta. Além disso, considera-se que uma cor verde que tende ao seu tom mais intenso representa um valor k_F^q mais baixo, e uma cor que tende a um vermelho mais intenso representa um valor k_F^q mais alto.

Assim, por exemplo, ao aplicar o ALF quando o SD experimenta uma falta na linha L_7 , os resultados da **Figura 11(a)** mostram que o resíduo com o valor mais baixo é k_F^7 . Assim, o sobrescrito 7 indica que a falta aconteceu especificamente na linha L_7 . O mesmo acontece para todas as faltas simuladas nas linhas $L_q \forall q \in \mathcal{L}_{RMC}$, ou seja, para as faltas ocorridas nas linhas L_2, L_7, L_{11}, L_{12} e L_{31} . Observe que, no caso de um ramal lateral que contenha apenas uma linha, como é o caso do ramal $r_1(20)$, cujo conjunto $Mr_1(20) = \{23\}$, a linha sob falta é localizada também com sucesso. Agora considere que o SD experimenta uma falta na linha L_{15} , a partir do mapa de calor, observa-se que

existem três resíduos com um valor semelhante, $k_F^{14} \approx k_F^{15} \approx k_F^{16}$. Assim, o algoritmo unicamente fornece a informação de que a falta ocorreu no ramal r_1 (13). O mesmo caso é reproduzido para uma falta na linha L_{38} , onde $k_F^{37} \approx k_F^{38} \approx k_F^{39}$. Consequentemente, a localização da falta fornecida pelo ALF é o ramal r_1 (25).

Figura 11 – Resultados do algoritmo ALF para: a) Falta 3φ em 50% da linha, $r_f = 0,001\Omega$. b) Falta 3φ em 50% da linha, $r_f = 1\Omega$ e, variação de $\pm 10\%$ na estimação das cargas



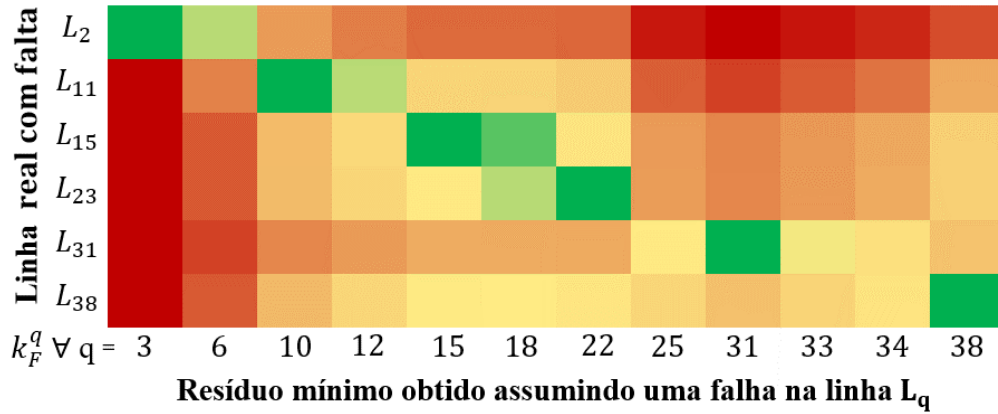
Fonte: Próprio autor

Por sua vez, a **Figura 11(b)** apresenta os resultados do algoritmo ALF para uma falta 3φ em 50% da linha, com resistência de falta $r_f = 1\Omega$ e, para testar a robustez do algoritmo, realizam-se variações aleatórias de $\pm 10\%$ na estimação das cargas. Os resultados obtidos praticamente não variam em relação ao primeiro caso, localizando com sucesso a linha sob falta em todas as contingências simuladas, comprovando assim a robustez do algoritmo contra erros na estimação das cargas. Resultados complementares para uma falta 2φ no 50% da linha, com resistência de falta $r_f = 50\Omega$ e para uma falta 1φ no 75% da linha, com resistência de falta $r_f = 20\Omega$ são apresentados no **ANEXO 1**.

Um conceito interessante seria o caso em que os vetores $\mathbf{z}^q$ não sejam obtidos para $\forall q = 2, \dots, n$ e, em vez disso, apenas algumas linhas são assumidas como a linha sob falta. Nessas condições, é evidente que a resolução do processo de solução de problemas será reduzida; apesar disso, os resultados apresentados na **Figura 12** mostram que o algoritmo desenvolvido sempre consegue encontrar uma linha próxima da linha com falta

real. Por exemplo, para a falta na linha L_2 , o menor resíduo obtido é k_F^3 , indicando que a falta está em uma zona próxima da linha L_3 . Da mesma forma, para uma falta na linha L_{11} , o algoritmo consegue identificar que a falta ocorreu em uma zona próxima da linha L_{10} . Esse recurso ajuda a reduzir os tempos de simulação e pode resultar interessante quando se trabalha com SDs reais, onde devido ao grande número de nós, o esforço computacional é maior.

Figura 12 – Resultados do algoritmo ALF com um número reduzido de vetores $\mathbf{z}^q$



Fonte: Próprio autor

6 CONCLUSÕES

O sistema de distribuição (SD) tem uma grande importância dentro dos sistemas de energia, pois é a conexão direta entre as redes de transmissão e os consumidores finais. Assim, visando melhorar a qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia, e dada a complexidade das redes de energia modernas, as microunidades de medição fasorial ($uPMUs$) estão sendo cada vez mais utilizadas dentro das concessionárias para melhorar o monitoramento do sistema. Porém, o custo desses dispositivos é alto, tornando-se necessário o desenvolvimento de métodos que permitam alocar as $uPMUs$ de forma ótima dentro do SD. Em consequência, neste trabalho apresenta-se um algoritmo de localização ótima de $uPMUs$ (LOP) baseado na resolução de um algoritmo de localização de faltas (ALF), que visa melhorar a confiabilidade do SD.

O algoritmo para localização de faltas em SDs proposto neste trabalho está baseado em uma técnica de estimação de estado (EE), onde apenas algumas $uPMUs$, juntamente com os perfis de carga obtidos dos registros históricos das concessionárias de distribuição, são necessários para que o algoritmo proposto seja capaz de detectar uma falta com precisão. Para testar a robustez do algoritmo, foram avaliados diversos cenários: 1) Faltas 1ϕ , 2ϕ e 3ϕ ; 2) Simulações para faltas de alta e baixa impedância; 3) Faltas localizadas em 25, 50 e 75% das linhas e; 4) Erros na estimação das cargas de até $\pm 10\%$ para testar a sensibilidade do algoritmo. Os resultados foram bem-sucedidos, pois, no caso das linhas L_q que pertencem ao conjunto da rota mais curta, a linha com falta foi encontrada com 100% de efetividade; enquanto que, quando uma falta ocorre numa linha L_q que não pertence ao conjunto da rota mais curta, o ramal ao qual pertence a linha que está sendo afetada pela falta é corretamente identificado.

A maioria dos trabalhos encontrados na literatura focam-se em maximizar a observabilidade do SD para resolver o problema LOP. Neste trabalho, uma nova abordagem é utilizada, onde, uma vez que o objetivo principal é aumentar a confiabilidade do SD, o critério adotado para definir a localização das $uPMUs$ é minimizar um índice de confiabilidade. O índice utilizado foi o índice de duração equivalente de interrupções (DEC); obtendo assim retornos financeiros para a concessionária distribuidora de energia através da redução das penalidades por violação dos índices de confiabilidade e pela redução da ENS. O método desenvolvido apresenta excelentes resultados pois o índice DEC é reduzido em 22,01% com a alocação de apenas duas $uPMUs$.

Embora o algoritmo de localização de faltas (ALF) e o algoritmo LOP funcionem de forma isolada, ambos têm requisitos semelhantes. No caso do processo de localização de faltas, a precisão do ALF é maximizada quando, além da μ PMU localizada na barra inicial, existe uma μ PMU adicional na barra final de cada um dos ramais laterais do sistema. Esses são os mesmos requisitos que o algoritmo LOP deve atender para reduzir ao máximo o índice DEC. Assim, ambos os algoritmos são compatíveis, pois podem ser implementados de forma conjunta.

As melhorias na confiabilidade são suportadas pelos resultados apresentados, porém, do ponto de vista das concessionárias, seria interessante utilizar critérios adicionais que permitam definir qual é o número ótimo de μ PMUs que maximiza os retornos financeiros do projeto. Nesta perspectiva, as seguintes sugestões podem ser consideradas para o desenvolvimento de trabalhos futuros: 1) Adicionar custos de energia não fornecida, bem como custos relacionados à implementação das μ PMUs, diretamente na função objetivo apresentada no Capítulo 4; 2) Implementação de uma meta-heurística que defina a posição ótima das μ PMUs, sem a necessidade de avaliar todas as soluções possíveis, ferramenta que será especialmente útil quando se trabalha com SDs reais; 3) Implementar e testar o método proposto em um SD real.

REFERÊNCIAS

ABDOLAH, A.; TAGHIZADEGAN, N.; BANAEI, M. R.; SALEHI, J. A reliability-based optimal μ -PMU placement scheme for efficient observability enhancement of smart distribution grids under various contingencies. **IET Science, Measurement & Technology**, Stevenage, v. 15, n. 8, p. 663–680, out. 2021. ISSN: 1751-8822.

ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. **Applied Energy**, Oxford, v. 185, p. 158–171, jan. 2017. ISSN: 03062619.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST. Brasil, 2017. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/documentos/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19. Acesso em: 6 jul. 2023.

ANDREONI, R.; MACII, D.; BRUNELLI, M.; PETRI, D. Tri-objective optimal PMU placement including accurate state estimation: The case of distribution systems. **IEEE Access**, Piscataway, v. 9, p. 62102–62117, 2021. ISSN: 2169-3536.

ANGUSWAMY, M. P.; DATTA, M.; MEEGAHAPOLA, L.; VAHIDNIA, A. Optimal micro-PMU placement in distribution networks considering usable zero-injection phase strings. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 13, n. 5, p. 3662–3675, set. 2022. ISSN: 1949-3053.

ARGHANDEH, R.; BARIYA, M.; COTTER, G.; DEKA, D.; DIET-MEYER, D.; DUNN, L.; JOHANNECK, B.; LACKNER, C.; MOUTIS, P.; AKHIL, S.; KONAKALLA, R.; SEYEDI, Y.; SHASAVARI, A.; SRIVAS-TAVA, A.; VON MEIER, A. **Synchronized measurements and their applications in distribution systems: An update**. Disponível em: https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/naspi_distt_synchro_measure_apps_20200716.pdf. Acesso em: 5 de fev. 2023.

ARGHANDEH, R.; BRADY, K.; COTTER, G. R.; KIRKHAM, H.; MCEACHERN, A.; RIZY, T.; SCHUMAN, J.; SEYEDI, Y.; STEWART, E.; ZHAN, L.; ZHAO, J. **Synchrophasor monitoring for distribution systems: Technical foundations and applications**. Disponível em:

https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/naspi_distt_synchrophasor_monitoring_distribution_20180109.pdf. Acesso em: 17 de ago. 2022.

BALAREZO, J. L.; PEDROZA, G. R. **Diseño de esquemas de auto-reconexión para la restauración del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.** 2014. Dissertação (Graduação) - Universidad de Cuenca UCUENCA, Cuenca, Cuenca, 2014.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability assessment of large electric power systems.** Boston, MA: Springer US, 1988. ISBN: 978-1-4612-8953-1.

BÍSCARO, A. A. P.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal phasor measurement units placement for fault location on overhead electric power distribution feeders. Em: 2010 IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA (T&D-LA) 2010, Sao Paulo. **Proceedings [...]** Sao Paulo: IEEE, nov. 2010. p. 37–43.

BISWAS, R. Sen; AZIMIAN, B.; PAL, A. A micro-PMU placement scheme for distribution systems considering practical constraints. Em: 2020 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM) 2020, Montreal. **Proceedings [...]** Montreal: IEEE, ago. 2020. p. 1–5.

BROWN, R. E. **Electric power distribution reliability.** Boca Raton: CRC Press, dez. 2017. ISBN: 9781315222332.

BUZO, R. F.; BARRADAS, H. M.; LEO, F. B. A new method for fault location in distribution networks based on voltage sag measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 36, n. 2, p. 651–662, abr. 2021. ISSN: 0885-8977.

CHEN, X.; WEI, F.; CAO, S.; SOH, C. B.; TSENG, K. J. PMU placement for measurement redundancy distribution considering zero injection bus and contingencies. **IEEE Systems Journal**, Piscataway, v. 14, n. 4, p. 5396–5406, dez. 2020. ISSN: 1932-8184.

CHOWDHURY, A. A.; KOVAL, D. O. **Power distribution system reliability.** Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., mar. 2009. ISBN: 9780470459355.

CONTE, F.; D'AGOSTINO, F.; GABRIELE, B.; SCHIAPPARELLI, G.-P.; SILVESTRO, F. Fault detection and localization in active distribution networks using optimally placed phasor measurements units. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 38, n. 1, p. 714–727, 2023.

CRUZ, H. O.; BERTEQUINI, F. Optimal placement of fault indicators using adaptive genetic algorithm. Em: 2017 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING 2017, Chicago. **Proceedings [...]** Chicago: IEEE, jul. 2017. p. 1–5.

DASHTI, R.; SADEH, J. Fault indicator allocation in power distribution network for improving reliability and fault section estimation. Em: 2011 INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCED POWER SYSTEM AUTOMATION AND PROTECTION 2011, Beijing. **Proceedings [...]** Beijing: IEEE, out. 2011. p. 1406–1411.

DIGSILENT. **DIgSILENT PowerFactory 2015**, 2015. Disponível em: <https://www.digsilent.de/en/>. Acesso em: 9 jul. 2022.

DUSABIMANA, E.; YOON, S.-G. A survey on the micro-phasor measurement unit in distribution networks. **Electronics**, Basel, v. 9, n. 2, p. 305, fev. 2020. ISSN: 2079-9292.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M.-R.; TABRIZI, M. R. O. Fault indicators effects on distribution reliability indices. Em: 18TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED 2005) 2005, Turin. **Proceedings [...]** Turin: IEE, 2005. p. v1-18-v1-18.

FARAJOLLAHI, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; SAFDARIAN, A. Deployment of fault indicator in distribution networks: A MIP-based approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 3, p. 2259–2267, 2018.

FARAJOLLAHI, M.; SHAHSAVARI, A.; STEWART, E. M.; MOHSENIAN-RAD, H. Locating the source of events in power distribution systems using micro-PMU data. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, n. 6, p. 6343–6354, nov. 2018.

FLOREZ, H. A. R.; MARUJO, D.; LÓPEZ, G. P.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M.; MUÑOZ-GALEANO, N. State estimation in electric power systems using an approach based on a weighted least squares non-linear programming modeling. **Electronics**, Basel, v. 10, n. 20, p. 2560, out. 2021. ISSN: 2079-9292.

GANIVADA, P. K.; JENA, P. A fault location identification technique for active distribution system. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Piscataway, v. 18, n. 5, p. 3000–3010, maio 2022. ISSN: 1551-3203.

HAMPANNAVAR, S.; DEEPA, B.; SWAPNA, M. Micro phasor measurement unit (μ PMU) placement for maximum observability in smart distribution network. Em: 2021 IEEE PES/IAS POWERAFRICA 2021, Nairobi. **Proceedings [...]** Nairobi: IEEE, ago. 2021. p. 1–5.

HOJABRI, M.; DERSCH, U.; PAPAEMMANOUIL, A.; BOSSHART, P. A comprehensive survey on phasor measurement unit applications in distribution systems. **Energies**, Basel, v. 12, n. 23, p. 4552, nov. 2019. ISSN: 1996-1073.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **IEEE standard for synchrophasor measurements for power systems**. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6111219>. Acesso em: 6 jul. 2023.

JAHEDI, A.; JAVIDAN, J.; NASIRAGHDAM, H. Multi-objective modeling for fault indicators placement using of NSGA II to reduce off time and costs in distribution network. **IJTPE**, Baku, v. 6, p. 106–111, dez. 2014.

JIMADA-OJUOLAPE, B. Reliability impacts of PMU-based DTR and SPS cyber-physical systems. Em: 2021 IEEE INTERNATIONAL FUTURE ENERGY ELECTRONICS CONFERENCE (IFEEC) 2021, Taipei. **Proceedings [...]** Taipei: IEEE, nov. 2021. p. 1–6.

JOHNSON, D. B. Efficient algorithms for shortest paths in sparse networks. **J. ACM**, New York, NY, USA, v. 24, n. 1, p. 1–13, jan. 1977. ISSN: 0004-5411. Disponível em: <https://doi.org/10.1145/321992.321993>.

JOSHI, P. M.; VERMA, H. K. Synchrophasor measurement applications and optimal PMU placement: A review. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 199, p. 107428, out. 2021. ISSN: 03787796.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Distribution system state estimation using the hamiltonian cycle theory. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 7, n. 1, p. 366–375, jan. 2016. ISSN: 1949-3053.

LI, W.; DEKA, D.; CHERTKOV, M.; WANG, M. Real-time faulted line localization and PMU placement in power systems through convolutional neural networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 34, n. 6, p. 4640–4651, nov. 2019. ISSN: 0885-8950.

LIU, S.; ZHU, H.; KEKATOS, V. **A dynamic response recovery framework using ambient synchrophasor data**, 2021. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/350834827>.

MERIEEM, M.; BOUCHRA, C.; ABDELAZIZ, B.; JAMAL, S. O. B.; FAISSAL, E. M.; NAZHA, C. Study of state estimation using weighted-least-squares method (WLS). Em: 2016 INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL SCIENCES AND TECHNOLOGIES IN MAGHREB (CISTEM) 2016, Marrakech. **Proceedings [...]** Marrakech: IEEE, out. 2016. p. 1–5.

MOHAMED, M. A.; AL-SUMAITI, A. S.; KRID, M.; AWWAD, E. M.; KAVOUSI-FARD, A. A reliability-oriented fuzzy stochastic framework in automated distribution grids to allocate u-PMUs. **IEEE Access**, Piscataway, v. 7, p. 33393–33404, 2019. ISSN: 2169-3536.

MONTICELLI, A. **State estimation in electric power systems: A generalized approach**. Boston, MA: Springer US, 1999. ISBN: 978-1-4613-7270-7.

NWEKE, J. N.; GUSAU, A. G.; ISAH, L. M. Reliability and protection in distribution power system considering customer-based indices. **Nigerian Journal of Technology**, Nsukka, v. 39, n. 4, p. 1198–1205, mar. 2021. ISSN: 2467-8821.

PENG, Y.; WU, Z.; GU, W.; ZHOU, S.; LIU, P. Optimal micro-PMU placement for improving state estimation accuracy via mixed-integer semidefinite programming. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Nanjing, v. 11, n. 2, p. 468–478, 2023. ISSN: 2196-5625.

PEREIRA, R. A. F.; DA SILVA, L. G. W.; MANTOVANI, J. R. S. PMUs optimized allocation using a tabu search algorithm for fault location in electric power distribution system. Em: 2004 IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA (IEEE CAT. NO. 04EX956) 2004, Sao Paulo. **Proceedings [...]** Sao Paulo p. 143–148.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Synchronized phasor measurements and their applications**. Second ed. Cham: Springer International Publishing, 2017. ISBN: 978-3-319-50582-4.

PHANENDRA BABU, N. V.; SURESH BABU, P.; SIVA SARMA, D. V. S. S. A new power system restoration technique based on WAMS partitioning. **Engineering, Technology & Applied Science Research**, Patras, v. 7, n. 4, p. 1811–1819, ago. 2017. ISSN: 1792-8036.

PIGNATI, M.; ZANNI, L.; ROMANO, P.; CHERKAOUI, R.; PAOLONE, M. Fault detection and faulted line identification in active distribution networks using synchrophasors-based real-time state estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 32, n. 1, p. 381–392, fev. 2017. ISSN: 0885-8977.

PRIYADARSHINI, S.; PANIGRAHI, C. K. Optimal allocation of synchrophasor units in the distribution network considering maximum redundancy. **Engineering, Technology & Applied Science Research**, Patras, v. 10, n. 6, p. 6494–6499, dez. 2020. ISSN: 1792-8036.

QIU, M.; GAO, W.; CHEN, M.; NIU, J.-W.; ZHANG, L. Energy efficient security algorithm for power grid wide area monitoring system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 2, n. 4, p. 715–723, dez. 2011. ISSN: 1949-3053.

REIZ, C.; LEITE, J. B. Optimal coordination of protection devices in distribution networks with distributed energy resources and microgrids. **IEEE Access**, Piscataway, v. 10, p. 99584–99594, 2022. ISSN: 2169-3536.

REN, J.; VENKATA, S. S.; SORTOMME, E. An accurate synchrophasor based fault location method for emerging distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 29, n. 1, p. 297–298, fev. 2014. ISSN: 0885-8977.

REZAEIAN KOOCHI, M. H.; HEMMATPOUR, M. H. A general PMU placement approach considering both topology and system aspects of contingencies. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 118, p. 105774, jun. 2020. ISSN: 01420615.

ROY, B. K. S.; SINHA, A. K.; PRADHAN, A. K. Optimal phasor measurement unit placement for power system observability-A heuristic approach. Em: 2011 IEEE SYMPOSIUM ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE APPLICATIONS IN SMART GRID (CIASG) 2011, Paris. **Proceedings [...]** Paris: IEEE, abr. 2011. p. 1–6.

SANTOS, I. **Representação de um sincrofasor**. 2016. Disponível em: <https://www.geogebra.org/m/RMyAsTkX#material/HWxK3JPm>. Acesso em: 9 jun. 2023.

SHAHSAVARI, A.; SADEGHI-MOBARAKEH, A.; STEWART, E. M.; CORTEZ, E.; ALVAREZ, L.; MEGALA, F.; MOHSENIAN-RAD, H. Distribution grid reliability versus regulation market efficiency: An analysis based on micro-PMU data. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 8, n. 6, p. 2916–2925, nov. 2017. ISSN: 1949-3053.

SHAVUKA, O.; AWODELE, K. O.; CHOWDHURY, S. P.; CHOWDHURY, S. Reliability analysis of distribution networks. Em: 2010 INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY 2010, Zhejiang. **Proceedings [...]** Zhejiang: IEEE, out. 2010. p. 1–6.

SUNDARARAJAN, A.; KHAN, T.; MOGHADASI, A.; SARWAT, A. I. Survey on synchrophasor data quality and cybersecurity challenges, and evaluation of their interdependencies. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Nanjing, v. 7, n. 3, p. 449–467, maio 2019. ISSN: 2196-5625.

TABAR, V. S.; TOHIDI, S.; GHASSEMZADEH, S.; SIANO, P. Enhancing security and observability of distribution systems with optimal placement of μ PMUs and firewalls. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 135, p. 107601, fev. 2022. ISSN: 01420615.

TAHABILDER, A.; GHOSH, P. K.; CHATTERJEE, S.; RAHMAN, N. Distribution system monitoring by using micro-PMU in graph-theoretic way. Em: 2017 4TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCES IN ELECTRICAL ENGINEERING (ICAEE) 2017, Dhaka. **Proceedings [...]** Dhaka: IEEE, set. 2017. p. 159–163.

TENESACA, S.; AGUDO, P.; ZAMBRANO-ASANZA, S.; JARAMILLO LEÓN, B.; LEITE, J.; FRANCO, J. Construção de modelos de redes de distribuição a partir de sistemas de informação geográfica utilizando grafos. Em: 2022, Santa Maria. **Proceedings [...]** Santa Maria

USIDA, W. F.; COURY, D. V.; FLAUZINO, R. A.; SILVA, I. N. Alocação eficiente de indicadores de faltas em um sistema de distribuição real usando computação evolutiva. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, Heidelberg, v. 23, n. 3, p. 306–320, jun. 2012. ISSN: 0103-1759.

VAIMAN, M.; QUINT, R.; SILVERSTEIN, A.; PAPIC, M.; KOSTEREV, D.; LEITSCHUH, N.; FARIS, A.; YANG, S.; BLEVINS, B.; RAJAGOPALAN, S.; GRAVOIS, P.; CINIGLIO, O.; MASLENNIKOV, S.; LITVINOV, E.; LUO, X.; ETINGOV, P. Using synchrophasors to improve bulk power system reliability in north america. Em: 2018 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM) 2018, Portland. **Proceedings [...]** Portland: IEEE, ago. 2018. p. 1–5.

VASCONCELOS, J. de A. **Alocação otimizada de dispositivos indicadores de faltas em linhas aéreas de distribuição utilizando busca em vizinhança variável**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017.

VIDYASAGAR, E.; PRASAD, P. V. N.; FATIMA, A. Reliability improvement of a radial feeder using multiple fault passage indicators. **Energy Procedia**, Amsterdam, v. 14, p. 223–228, 2012. ISSN: 18766102.

APÊNDICE: ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

Neste apêndice são apresentados os três artigos resultantes do desenvolvimento da dissertação e de parcerias no âmbito geral da pesquisa.

AGUDO, P.; FRANCO, J.; TENESACA, S.; ZAMBRANO-ASANZA, S. Algoritmo heurístico para ubicación óptima de uPMUs considerando la mejora de la confiabilidad del sistema de distribución. XI Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica – SICEL 2023.

TENESACA, S.; **AGUDO, P.**; ZAMBRANO-ASANZA, S.; JARAMILLO LEÓN, B.; LEITE, J.; FRANCO, J. Construção de modelos de redes de distribuição a partir de sistemas de informação geográfica utilizando grafos. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos SBSE-2022.

TENESACA, S.; FRANCO, J.; **AGUDO, P.**; ZAMBRANO-ASANZA, S. Modelo de programación lineal entera mixta para optimización del tamaño del conductor en sistemas de distribución considerando la integración de comunidades energéticas locales. XI Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica – SICEL 2023.

ANEXO 1: RESULTADOS COMPLEMENTARES DO ALF

Figura 13 – a) Falta 1φ em 75% da linha, com resistência de falta $r_f = 20\Omega$ e variação de $\pm 10\%$ na estimativa das cargas; b) Falta 2φ em 50% da linha, com resistência de falta $r_f = 50\Omega$

