

Algoritmo heurístico para ubicación óptima de *uPMUs* considerando la mejora de la confiabilidad del sistema de distribución

Heuristic algorithm for optimal placement of *uPMUs* to improve distribution system reliability

Patrício Agudo-Guiracocha ¹, John Franco-Baquero ², Sebastián Tenesaca-Caldas ³, Sergio Zambrano-Asanza⁴

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Estadual Paulista, Ilha Solteira/SP, Brazil. Orcid: [0000-0003-4995-7770](https://orcid.org/0000-0003-4995-7770). correo electrónico: patrício.agudo@unesp.br

²Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Estadual Paulista, Ilha Solteira/SP, Brazil. Orcid: [0000-0002-7191-012X](https://orcid.org/0000-0002-7191-012X). correo electrónico: fredy.franco@unesp.br

³Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Estadual Paulista, Ilha Solteira/SP, Brazil. Orcid: [0000-0002-2639-7769](https://orcid.org/0000-0002-2639-7769). correo electrónico: sebastian.tenesaca@unesp.br

⁴Departamento de Planeamiento, “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.” - CENTROSUR, Cuenca, Ecuador. Orcid: [0000-0003-3662-0220](https://orcid.org/0000-0003-3662-0220). correo electrónico: sergio.zambrano@centrosur.gob.ec

Recibido: 08/07/2023. Aceptado: 22/08/2023. Versión final: 27/09/2023

Resumen

Este artículo presenta un algoritmo para localización de fallas basado en un método de estimaciones de estado, válido para sistemas de distribución activos de media tensión. El algoritmo utiliza las mediciones registradas por unos pocos dispositivos de medición sincrofásoriales *uPMUs*, junto con pseudomediciones, para localizar con éxito la línea con falla. Primero se presenta la formulación de general de las estimaciones de estado bajo la suposición de que todas las barras son monitoreadas. Posteriormente, se define el método a seguir para conseguir detectar una falla con mínimo dos *uPMUs*. Finalmente, se desarrolla un algoritmo de localización óptima, cuyas restricciones se basan en mejorar los índices de confiabilidad del sistema. El método propuesto es validado en un sistema de distribución trifásico de 39 barras, donde el índice de confiabilidad de duración de interrupciones es reducido en un 22.01% con el despliegue de tan sólo dos *uPMUs*.

Palabras clave: Estimación de estado; evaluación de confiabilidad; índices de confiabilidad; localización de fallas; sistemas de distribución activos; unidades de medición fasorial.

Abstract

This paper presents a fault location algorithm based on a state estimation method, valid for medium voltage active distribution systems. The algorithm uses the measurements recorded by a few synchrophasor measurement devices uPMUs, 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 at least two uPMUs is defined. Finally, an optimal location algorithm, whose restrictions are based on improving the reliability indexes of the system, is developed. The proposed method is validated in a 39-bar three-phase distribution system, where the outage duration reliability index is reduced by 22.01% with the deployment of only two uPMUs.

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

1. Introducción

El principal objetivo de los sistemas eléctricos es atender la demanda de los consumidores, garantizando la cantidad y calidad del servicio brindado, a un costo razonable [1], [2]. Al mismo tiempo, las fallas originadas dentro del sistema de distribución (SD) son más frecuentes en comparación con las fallas que ocurren en el sistema de generación y transmisión. Según [3], más de un 80% de las interrupciones que resultan en cortes de servicio, acontecen debido a fallas en el SD. Por ello, mejorar la calidad del suministro eléctrico es clave para aumentar la satisfacción de los clientes y para reducir las pérdidas generadas para la empresa distribuidora [4]. Así, una de las tareas más desafiantes dentro de los SD es aumentar la confiabilidad del suministro de eléctrico, especialmente en las redes eléctricas actuales, donde la confiabilidad del sistema se ha visto bastante afectada, debido principalmente a la penetración de múltiples fuentes de generación distribuida y la aparición de vehículos eléctricos [5], [6].

Considerando estos aspectos, una de las formas de mejorar la confiabilidad de los SD, es reduciendo la duración de las interrupciones una vez que la falla haya ocurrido [7]. En este contexto, el proceso de localización de fallas (LF) ayuda a reducir la frecuencia y duración de las interrupciones de energía, resultando en un impacto directo en la confiabilidad del sistema [8], [9]. Dada la complejidad de los sistemas de distribución activos (SDA), unidades de medición fasorial diseñadas exclusivamente para los SD, conocidas como *uPMUs*, han sido recientemente introducidas. En los últimos años, varios métodos para la localización y detección de fallas han sido propuestos utilizando estos dispositivos.

Un método para localizar fallas en SDA, utilizando las mediciones fasoriales de tensión y corriente proporcionadas por *uPMUs*, fue presentado en [10]. El método identifica la sección con falla iterando cada segmento de línea y comparando los fasores de tensión.

En esta misma línea, el trabajo presentado en [11] utiliza la teoría de sustitución y diseña un clasificador de red neuronal convolucional para ubicar la línea de falla. Ese algoritmo puede localizar fallas con gran precisión incluso cuando la visibilidad de la red es baja (7% de todos los nodos). Por su parte, en [12], se desarrolla un algoritmo de localización de fallas (ALF) en SDA, aprovechando las mediciones de corriente adquiridas por las *uPMUs* para dividir la red en zonas e identificar: la barra de falla; la sección fallada; y la distancia a la falla, a través de una técnica de barredura *forward/backward*.

En [13], se presenta un método basado en el teorema de compensación de la teoría de circuitos, donde sólo dos *uPMUs* son requeridas para tener una buena aproximación de la ubicación de la falla, una al inicio y otra al final del alimentador. Así mismo, en [9], sólo dos *uPMUs* y unos cuantos medidores inteligentes son necesarios para localizar una falla, a través de un método basado en el error obtenido en el cálculo de las caídas de tensión de las barras monitoreadas.

Por su parte, el trabajo presentado en [14], aborda el problema de localización de fallas utilizando un método basado en estimaciones de estado (EE). El trabajo propuesto se diferencia de los existentes porque la detección y localización de la falla se basan exclusivamente en mediciones de PMUs. El método demostró ser adecuado para redes activas y pasivas, con o sin neutro puesto a tierra y para fallas de baja y alta impedancia; también es válido en presencia de generación distribuida. Siguiendo esta misma línea, el algoritmo propuesto en [15] consiste en calcular un conjunto de EE de mínimos cuadrados ponderados, cuyos resultados se utilizan para detectar, caracterizar y localizar la ocurrencia de una falla. Además, se define un criterio para minimizar el número de PMUs requeridos.

Es evidente que un adecuado proceso de localización de fallas trae beneficios a la confiabilidad del SD; sin embargo, la evaluación del impacto de las *uPMUs* en la

confiabilidad es un tema que se ha comenzado a trabajar en los últimos años, por lo que la información existente en la literatura es escasa. Pese a existir trabajos que abordan y discuten esta problemática, como los presentados en [16]–[18], estos no establecen un método que permita cuantificar la mejora de la confiabilidad de los SD. Ventajosamente, tecnologías similares han sido utilizadas y estudiadas con anterioridad dentro de esta área. Así, en trabajos previos se desarrollan algoritmos para localización y detección de fallas, ubicación óptima, y evaluación del impacto en la confiabilidad, utilizando indicadores de falla (IF). Si bien la tecnología de sincrofases es superior, muchos de los conceptos aplicados en la implementación de IF también pueden ser utilizados en el despliegue de *uPMUs*. En este contexto, [19] presenta un método de LF que permite reducir los índices de confiabilidad que dependen de la duración de las interrupciones. La meta-heurística *Variable Neighborhood Search* es utilizada para encontrar la ubicación óptima de los IF, reduciendo así el valor de la duración equivalente de interrupción por unidad consumidora (DEC) y, por tanto, la energía no suministrada (ENS), tanto como sea posible.

Siguiendo este mismo enfoque, en [20] se utiliza un algoritmo genético, que da una solución económicamente viable de ubicación de IFs, y reduce los índices DEC y ENS. Un algoritmo genético también fue utilizado en [21], donde se propone una función objetivo que tiene en cuenta el costo de la ENS, costo de operación y restauración, costo de consumidores insatisfechos y costo del IF. Por su parte, [22] utiliza un algoritmo NSGA II para resolver una función multiobjetivo, que busca reducir los costos de implementación de los IFs y aumentar la confiabilidad del sistema. Un trabajo más reciente, [23], emplea un algoritmo genético adaptativo para obtener la mejor configuración de IF reduciendo la ENS y los costos de inversión. Por su parte, [24] propone un modelo de optimización basado en programación lineal entera mixta considerando los costos de interrupción de clientes y los costos de los IF. Los resultados muestran una mejoría del índice de confiabilidad SAIDI de hasta un 35%, mientras que hay un ahorro de costos del 38%.

El presente trabajo introduce un algoritmo para detección y localización de fallas basado en un método de EE, válido para SDA radiales. El trabajo está inspirado en el método presentado en [14], [15], donde se evalúan los residuos de las EE de mínimos cuadrados ponderados (WLS), para cada posible topología de red durante una falla. A diferencia de estos trabajos, el ALF propuesto utiliza un mínimo de dos *uPMUs*, junto con pseudomediciones, para localizar con éxito la línea bajo falla. Además, la resolución del proceso de LFs puede ser

mejorada si se cuenta con *uPMUs* adicionales ubicados en los nodos finales de los ramales laterales del SD. Finalmente, a diferencia de los múltiples trabajos encontrados en la literatura, que desarrollan métodos para localización óptima de *uPMUs* (LOP), basados únicamente en restricciones de observabilidad, el presente trabajo desarrolla un algoritmo que permite encontrar la mejor ubicación de estos dispositivos, de tal forma que se reduzca al máximo el tiempo de localización de una falla con un número limitado de *uPMUs*. Esto tiene un impacto directo en la confiabilidad del SD, al reducir los índices de confiabilidad que dependen del tiempo de duración de las interrupciones.

El resto del artículo está estructurado de la siguiente forma: La sección 2 presenta la formulación general de las EE y su aplicación para el proceso de detección y localización de fallas. En la sección 3 se introduce la metodología utilizada para reducir el número de *uPMUs* requeridos por el algoritmo. Por su parte, la sección 4 introduce el algoritmo ALF con un número reducido de *uPMUs*, así como sus limitaciones. La sección 5 explica el algoritmo LOP. En la sección 6, se presenta el caso de estudio. Finalmente, en la sección 7, se presentan las conclusiones y próximos tópicos de investigación.

2. Planteamiento del problema

Este trabajo tiene como objetivo desarrollar una herramienta para localizar fallas en un SDA, haciendo uso de las mediciones de voltajes nodales y corrientes de línea de p *uPMUs* ubicadas en las barras del sistema. El algoritmo de localización óptima que será presentado debe poder reducir los tiempos de localización de un evento de falla y, por tanto, reducir los índices de confiabilidad del SD. Con esta finalidad, se desarrolla un algoritmo basado en EE WLS, cuya formulación para una red trifásica es presentada a seguir.

2.1. Formulación general de la estimación de estado

Se supone una red trifásica con n barras y m líneas, cuya matriz de admitancia \mathbf{Y} es conocida. Además, las mediciones adquiridas por las *uPMUs*, instaladas en p barras del sistema, son: voltaje nodal trifásico línea a tierra y corriente de línea trifásica; estas mediciones son representadas en coordenadas cartesianas y divididas en su parte real e imaginaria como se muestra en las ecuaciones (1)–(4).

$$\mathbf{V}_{re,i}^{abc} = [V_{re,i}^a, V_{re,i}^b, V_{re,i}^c] \quad (1)$$

$$\mathbf{V}_{im,i}^{abc} = [V_{im,i}^a, V_{im,i}^b, V_{im,i}^c] \quad (2)$$

$$\mathbf{I}_{re,i}^{abc} = [I_{re,i}^a, I_{re,i}^b, I_{re,i}^c] \quad (3)$$

$$\mathbf{I}_{im,i}^{abc} = [I_{im,i}^a, I_{im,i}^b, I_{im,i}^c] \quad (4)$$

donde i , es el índice de la barra monitoreada; dado que inicialmente se considera que todas las barras son monitoreadas, $i = 1, 2, \dots, n$. Luego, en la ecuación (5) se muestra la formulación general para las EE.

$$\mathbf{z} = \mathbf{Hx} + \boldsymbol{\nu} \quad (5)$$

Donde, el vector $\mathbf{z} \in \mathbb{R}^P$ ($P = 12p$) contiene la unión de los vectores de mediciones de voltaje \mathbf{z}_V y de corriente \mathbf{z}_I , tal como se muestra en la ecuación (6).

$$\mathbf{z} = [\mathbf{z}_V, \mathbf{z}_I]^T \quad (6)$$

$$\mathbf{z}_V = [\dots \mathbf{V}_{re,i}^{abc} \dots \mathbf{V}_{im,i}^{abc} \dots] \quad (7)$$

$$\mathbf{z}_I = [\dots \mathbf{I}_{re,i}^{abc} \dots \mathbf{I}_{im,i}^{abc} \dots] \quad (8)$$

Luego, $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^N$ ($N = 6n$) es el vector que almacena las estimaciones de voltaje de las n barras del sistema:

$$\mathbf{x} = [\mathbf{V}_{1,re}^{abc} \dots \mathbf{V}_{n,re}^{abc} \mathbf{V}_{1,im}^{abc} \dots \mathbf{V}_{n,im}^{abc}]^T \quad (9)$$

Por su parte, \mathbf{H} es una matriz de dimensión $P \times N$, que representa la relación matemática entre las magnitudes medidas \mathbf{z} y los valores estimados \mathbf{x} .

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_V \\ \mathbf{H}_I \end{bmatrix} \quad (10)$$

Donde $\mathbf{H}_V \in \mathbb{R}^{6p \times N}$ está compuesta de ceros y unos que seleccionan el voltaje medido directamente por las uPMUs, y $\mathbf{H}_I \in \mathbb{R}^{6p \times N}$ está compuesta por la parte real e imaginaria de la matriz de admitancia trifásica $\mathbf{Y} \in \mathbb{R}^{3n \times 3n}$.

$$\mathbf{H}_I = \begin{bmatrix} \text{Re}\{\mathbf{Y}\} & -\text{Im}\{\mathbf{Y}\} \\ \text{Im}\{\mathbf{Y}\} & \text{Re}\{\mathbf{Y}\} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Finalmente, $\boldsymbol{\nu}$ representa el ruido de las mediciones tomadas por las uPMUs, este es asumido como un ruido blanco Gaussiano y es caracterizada por la matriz de covarianza \mathbf{R} .

$$\mathbf{R} = \text{diag}(\sigma_1^2, \dots, \sigma_j^2) \quad j = 1, 2, \dots, D \quad (12)$$

2.2. Aplicación de las estimaciones de estado en el proceso de detección y localización de fallas

El método propuesto se basa en los trabajos presentados en [14], [15]. La idea principal es que cuando ocurre una falla, esta puede ser modelada agregando una barra adicional, denominada barra virtual, entre las dos barras del sistema que están más próximas a la falla. Durante

una contingencia, dicha barra virtual absorbe la corriente de falla. Se considera también que, en un inicio, todas las barras del sistema son monitoreadas por un dispositivo uPMU. Dicha suposición será removida en la siguiente sección.

Con las consideraciones mencionadas, el método propuesto consiste en realizar $m + 1$ EE, cada una de ellas considerando la barra virtual en el medio de una de las líneas del sistema. Así, la k – éSIMA EE, realizada en el instante de tiempo t , considera la barra virtual en el medio de la línea $k \forall k = 1, 2, \dots, m$, y da como resultado la estimativa \mathbf{x}_t^k mostrada en la ecuación (14). Por su parte, la primera estimativa \mathbf{x}_t^0 mostrada en la ecuación (13), es obtenida aplicando la EE en la red original, es decir, sin agregar barras virtuales.

$$\mathbf{x}_t^0 = (\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H})^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z}_t \quad (13)$$

$$\mathbf{x}_t^k = (\mathbf{H}^{k,T} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}^k)^{-1} \mathbf{H}^{k,T} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z}_t \quad (14)$$

En (14), \mathbf{x}_t^k es el nuevo vector de estimaciones de voltaje realizada en el instante de tiempo t y considerando el nodo virtual en el medio de la línea k , este vector tiene la siguiente forma:

$$\mathbf{x}_t^k = [\mathbf{V}_{1,re}^{abc} \dots \mathbf{V}_{n+1,re}^{abc} \mathbf{V}_{1,im}^{abc} \dots \mathbf{V}_{n+1,im}^{abc}]^T \quad (15)$$

En cada k – éSIMA EE, deben considerarse las variaciones topológicas con respecto a la red original, ocasionadas por la adición de la barra virtual. Es decir, la matriz \mathbf{H} debe ser recalculada adecuadamente, obteniendo así una matriz \mathbf{H}^k diferente para cada estimativa.

Finalmente, para evaluar la precisión de la k – éSIMA EE, en la ecuación (16) se introduce el residuo de medición ponderado (WMR).

$$w_t^k = \sqrt{(\mathbf{z}_t - \mathbf{H}^k \hat{\mathbf{x}}_t^k)^T \mathbf{R}^{-1} (\mathbf{z}_t - \mathbf{H}^k \hat{\mathbf{x}}_t^k)} \quad (16)$$

Dentro de este proceso se deben tener en cuenta dos aspectos importantes. El primero de ellos es que en condiciones normales (cuando no hay contingencia) la barra virtual no tiene efecto en las EE, ya que, al no absorber corriente, dicha barra funciona únicamente como una barra de paso y, por lo tanto, no hay alteraciones en los parámetros de la red, dando como resultado $m + 1$ EE con un WMR similar. El segundo aspecto a tener en cuenta hace referencia al estado de falla del sistema; en estas condiciones, si se considera que la falla ocurre en la línea k , sólo la k – éSIMA EE (con el

nodo virtual en el medio de la línea k) será realizada con la topología de red correcta. Así, todos los residuos WMR, excepto el k – ésmo, tendrán un gran incremento.

2.2.1. Detección de una falla

Para el proceso de detección de una falla se hace uso del hecho de que la EE x_t^0 , es realizada sin adicionar nodos virtuales en la red. Por lo tanto, en presencia de una falla, se van a generar inconsistencias en los parámetros medidos, ya que la corriente de falla tiene que ser absorbida en alguna parte del sistema, trabajo que es realizado justamente por la barra virtual. Estas inconsistencias provocan que el residuo WMR de la primera EE (w_t^0) aumente sin importar la localización de la falla. Así, una falla puede ser detectada cuando w_t^0 tenga una variación que supere el umbral th_w previamente definido, tal como se muestra en la ecuación (17).

$$|(w_t^0 - w_{t-1}^0)| > th_w \quad (17)$$

2.2.2. Localización de una falla

Una vez que la falla ha sido detectada con éxito, se continua con el proceso de localización. En esta etapa se hace uso de las EE x_t^k , junto con sus respectivos residuos w_t^k ($k = 1, \dots, m$). Primero, se denomina μ_w^k al valor promedio de cada residuo w_t^k en condiciones de no falla, el cual, como se menciona en [15], puede ser fácilmente obtenido a partir de los registros de mediciones realizados por parte de las empresas de distribución, por lo que dicho valor se asume como conocido. Luego, la línea bajo falla L_F , es identificada seleccionando el índice de k_F , que corresponde al residuo w_t^k con la mínima variación respecto a su valor promedio μ_w^k , tal como se muestra en las ecuaciones (18) y (19).

$$k_F = \min\{|w_{t_F}^k - \mu_w^k|\} \quad \forall k = 1, \dots, m \quad (18)$$

$$L_F = \text{ind}(k_F) \quad (19)$$

$$\mu_w^k = \text{prom}(w_{t,1}^k, w_{t,2}^k, \dots, w_{t,nm}^k) \quad (20)$$

donde $w_{t_F}^k$ es el valor del residuo WMR en el tiempo de falla t_F , y nm es el número de muestras de w_t^k .

En el Algoritmo 1 se presenta el pseudocódigo del método descrito en esta sección. Si bien es evidente que el despliegue de uPMUs en los SD contribuye a mejorar la calidad del suministro de energía, el costo de instalación de estos dispositivos es elevado, por lo que es necesario encontrar la cantidad mínima de uPMUs, así como su ubicación óptima dentro del SD, haciendo que

su implementación sea rentable para las empresas distribuidoras de energía [5]. Dicho esto, en la siguiente sección se discute una forma de reducir significativamente el número de uPMUs requeridas para la implementación del método propuesto.

Algoritmo 1: ALF

Lectura de los datos de la Red

Falla_Detectada = 0

Para cada instante de medición t hacer

Realizar las $m + 1$ EE
Obtener el WMR $w_t^k, \forall k = 0, 1, \dots, m$
Si $|w_t^0 - w_{t-1}^0| > th_w$ entonces
 Falla_Detectada = 1
 $k_F = \min_k \{ |w_{t_F}^k - \mu_w^k| \}$
 $L_F = \text{índice de } k_F$
Fin Si

Fin Para

3. Reducción del número de uPMUs requeridas

En esta sección se describe el método propuesto para localizar una falla en un SDA, haciendo uso de un número reducido de uPMUs. Con esta finalidad se introduce el concepto de pseudomediciones, haciendo uso de los perfiles de carga agregados en los transformadores, obtenidos con base a los registros históricos realizados por parte de las empresas. Esta herramienta, junto con el uso de teoría de grafos y las leyes de Kirchhoff, son la base para el desarrollo de este trabajo.

Primero, considere el vector de mediciones \mathbf{z} de la ecuación (6). Siendo inviable la medición directa de todos los nodos, se plantea dividir este vector en dos partes, tal como se muestra en la ecuación (21). El vector \mathbf{z}_M , contiene los parámetros medidos directamente por las uPMUs y, por su parte, \mathbf{z}_C , contiene los parámetros desconocidos que serán obtenidos a partir de \mathbf{z}_M .

$$\mathbf{z} = \mathbf{z}_M + \mathbf{z}_C \quad (21)$$

Con el objetivo de obtener el vector de parámetros desconocidos \mathbf{z}_C , el método planteado consta de tres etapas: La primera hace uso de teoría de grafos para representar los parámetros de la red, así como su conectividad, dentro de un grafo. En la segunda etapa, se hace uso de pseudomediciones para estimar el valor de cada una de las cargas del sistema. Finalmente, en la tercera etapa se procede a calcular los voltajes nodales y las corrientes de línea de todo el sistema.

3.1. Representación de la red

Con la finalidad de realizar el proceso de forma más rápida y eficiente, se representan todas las características topológicas de la red, así como su conectividad, dentro de un grafo. Formalmente, un grafo es definido como $G = (V, E)$, en el que V es el conjunto de nodos, mientras que E es el conjunto de aristas del grafo, denominadas de la forma $E(p, q) \in V$ [25].

Así, para mejorar el desempeño del algoritmo ALF, la información almacenada en el grafo es dividida en dos partes. Primero, en los nodos del grafo se guarda toda la información de las barras del sistema, como son: ID, presencia o ausencia de una *uPMU* y presencia o ausencia de carga. Por otro lado, las aristas almacenan la información de las impedancias trifásicas, la longitud y el ID de cada una de las líneas de la red. Esta información facilita el proceso de barredura aguas abajo que será detallado más adelante en esta misma sección. Finalmente, todos los valores de voltaje y corriente, tanto medidos como calculados, son también almacenados en los nodos del grafo.

3.2. Estimación de las cargas

En la segunda etapa, se hace uso de los perfiles de carga para estimar las inyecciones de corriente en cada una de las barras del sistema, haciendo uso de las mediciones de corriente registradas por las *uPMUs*. Para esto, se requiere la instalación de mínimo un dispositivo de medición ubicado en la barra inicial del sistema. Más adelante se presenta este proceso cuando se dispone de más *uPMUs*.

Con estas consideraciones, la información de corriente registrada por la *uPMU* ubicada en la barra inicial, indica cual es la corriente de la red, para un instante de medición t . Para ejemplificar el procedimiento a seguir, considere el sistema mostrado en la Fig. 1; este sistema cuenta con siete nodos, seis líneas, cuatro cargas y dos *uPMUs* instalados en las barras uno y tres respectivamente. En el primer caso, cuando sólo se dispone de un *uPMU*, la corriente I_1 indica cuál es la corriente inyectada en la red y, por tanto, el consumo de las cargas C_2 , C_4 , C_5 y C_7 .

Luego, se propone utilizar los perfiles de carga para distribuir la corriente I_1 en cada una de las barras del sistema. Así, haciendo uso de la información de presencia o ausencia de carga almacenada en el grafo, es posible identificar en qué barras del sistema existe una inyección de corriente, mientras que los perfiles de carga aportan información de la proporción de carga existente en cada barra. Para el caso ejemplificado, supóngase que a partir

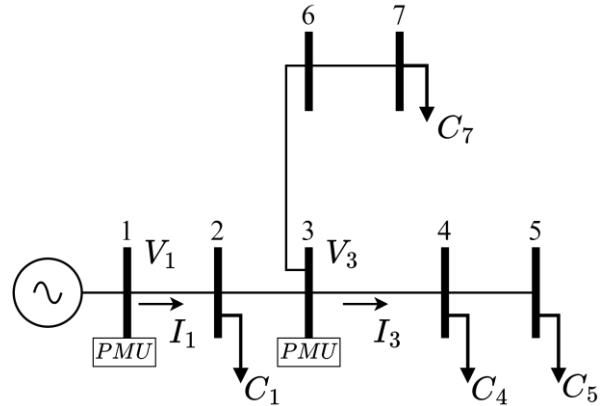


Fig. 1 Sistema de siete barras de prueba.

Fuente: Elaboración propia.

de los perfiles de carga se sabe que, en el instante t , la proporción de las cargas C_2 , C_4 , C_5 y C_7 , es de 25%, 10%, 30% y 35%, respectivamente. Entonces, el valor estimado de cada una de las cargas será: $C_2 = 0,25 * I_1$, $C_4 = 0,1 * I_1$, $C_5 = 0,30 * I_1$ y $C_7 = 0,35 * I_1$. Así, la inyección de corriente en cada una de las barras del sistema es determinada, dando paso al procedimiento de cálculo descrito en la subsección 3.3.

Es importante tener presente que la precisión de esta estimación varía dependiendo del número de *uPMUs* disponibles y de su ubicación dentro del SD. Consideré entonces el caso en el que se instala una *uPMU* adicional en la barra tres del sistema, lo que deriva en la división de la red en dos zonas (zona 1 y zona 2), tal como se muestra en la Fig. 2. En estas condiciones, la resolución del proceso de estimación de cargas aumenta, ya que la corriente I_1 registrada por la *uPMU* del nodo 1 ofrece la información del consumo de las cargas C_2 y C_7 , mientras

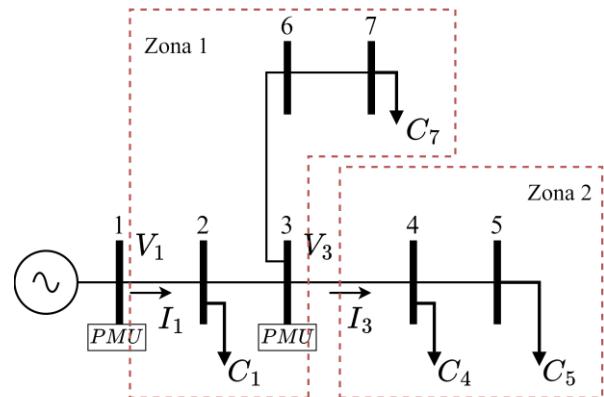


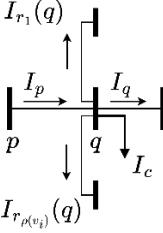
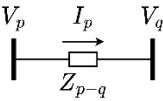
Fig. 2 Estimación de cargas considerando más de una *uPMU*. Fuente: Elaboración propia.

que el valor de I_3 registrado por el segundo dispositivo informa el consumo de las cargas C_4 y C_5 . La principal ventaja de adoptar este concepto es que la estimación de las cargas puede realizarse para cada una de las zonas del sistema, lo que da mayor robustez al método propuesto.

Dado el tamaño reducido del SD del caso de estudio, se decidió trabajar únicamente con la medición de una *uPMU* para estimar las cargas de todo el sistema, ya que los resultados de las simulaciones realizadas con esta suposición muestran ser suficientes para localizar con éxito una línea bajo falla. Además, en la sección 6.2 se prueba la robustez del método propuesto ante errores o variaciones en la estimación de estos valores. La implementación de dispositivos de medición adicionales para la estimación del consumo de las cargas, puede resultar interesante para casos de estudio que consideren SD reales donde, debido al gran número de nodos, la estimación realizada con un sólo *uPMU* puede dar resultados insatisfactorios; sin embargo, este caso está fuera del alcance del trabajo presentado. Finalmente, una vez que las cargas han sido determinadas, se procede con el cálculo de las tensiones y corrientes desconocidas del SD.

3.3. Cálculo de tensiones netales y corrientes de línea

El objetivo de esta subsección es obtener los valores de las tensiones netales y corrientes de línea trifásicos del sistema completo, haciendo uso de las mediciones registradas por las *uPMUs* disponibles, junto con la estimación de cargas realizada previamente. Esto habilita el uso del Algoritmo 1 mostrado en la sección 2.

Sección	Formulación	Ecuación
$I_{r_1}(q)$		$I_q = I_p - I_c - \sum_{s=1}^{\rho(v_i)} I_{r_s}(v_i)$ (22)
$V_p \quad I_p \quad V_q$		$V_q = V_p - Z_{p-q} I_p$ (23)

Dado el modo de operación radial de los sistemas de distribución, el cálculo de los parámetros es realizado nodo a nodo a través de un proceso de barredura aguas

abajo, partiendo siempre desde la barra inicial del alimentador. Así, para cada nodo analizado se tienen tres elementos a considerar: el propio nodo analizado $q \forall q = 1, 2, \dots, n$, conocido como nodo actual; el nodo predecesor p , ubicado aguas arriba del nodo actual; y la línea $p - q$ que une los dos nodos. Dado que el primer nodo siempre tendrá una *uPMU* instalada, los valores de voltaje nodal y corriente de línea para $q = 1$ se asumen como valores conocidos. Con estas consideraciones, se aplican las leyes de voltaje y corriente de Kirchhoff en cada barra del sistema, haciendo uso de las ecuaciones (22) y (23), adaptadas del trabajo presentado en [26].

3.3.1 Cálculo de las corrientes de línea

Antes de detallar el proceso de cálculo de la corriente, se define $\rho(v_i)$ como el número de ramales laterales que nacen en el nodo v_i . Así, se pueden presentar dos casos: 1) $\rho(v_i) = 0$ o; 2) $\rho(v_i) > 0$.

En el primer caso, el cálculo es realizado de forma directa aplicando la ecuación (22), donde I_p es la corriente del nodo predecesor, I_q es la corriente del nodo actual a ser calculada e I_c es la corriente inyectada en el nodo actual, cuyo valor es obtenido del proceso de estimación de las cargas. Este caso es aplicado en los nodos 2, 4, 5, 6 y 7 del sistema de siete barras de ejemplo.

El segundo caso se presenta cuando, durante el barrido aguas abajo, se encuentra un nodo con $\rho(v_i) > 0$. Primero, se define $r_s(v_i)$ como el ramal lateral s que nace en el nodo v_i , donde $s = 1, 2, \dots, \rho(v_i)$, se define también $I_{r_s}(v_i)$ como la corriente que es inyectada en el ramal r_s del nodo v_i y, finalmente, se define $M_{r_s}(v_i)$ como el conjunto de nodos pertenecientes al ramal r_s . Una vez se han definido las variables que serán utilizadas en este proceso, se debe considerar que la ecuación (22), es una ecuación de $\rho(v_i) + 1$ incógnitas, por lo que se podrá obtener una solución únicamente cuando las corrientes de todos los ramales de v_i son conocidas.

El mecanismo adoptado en este caso consiste en utilizar las cargas estimadas para determinar las corrientes $I_{r_s}(v_i)$ que circulan por los $\rho(v_i)$ ramales del nodo v_i , fijando I_q como la corriente desconocida que circula por el tronco principal del alimentador, e I_p como la corriente del nodo predecesor que fue previamente calculada. Para un mejor entendimiento por parte del lector, considere el nodo tres del sistema de siete barras de ejemplo. La corriente desconocida I_q es calculada con la siguiente expresión: $I_q = I_3 = I_p - I_{r_1}(3) - I_c$, donde I_p e I_c son valores previamente conocidos, mientras que la corriente del ramal $r_1(3)$ es calculada como la suma de

las corrientes del conjunto de cargas de dicho ramal, es decir $\mathbf{I}_{r_1}(3) = \sum \mathbf{I}_c \forall \mathbf{I}_c \in Mr_1(3)$, donde $Mr_1(3) = \{6, 7\}$; así, la corriente desconocida \mathbf{I}_3 es determinada. De modo general, la corriente de un ramal $r_s(v_i)$ puede ser obtenida a través de la ecuación (24).

$$\mathbf{I}_{r_s}(v_i) = \sum \mathbf{I}_c \quad \forall \mathbf{I}_c \in Mr_s(v_i) \quad (24)$$

3.3.2 Cálculo de tensiones nódales

El cálculo de la tensión nodal $\mathbf{V}_i \forall i \in 1, 2, \dots, n$, es realizado de forma directa durante el proceso de barredera aguas abajo, aplicando la ecuación (23). Donde \mathbf{V}_q es el voltaje del nodo actual a ser calculado, \mathbf{V}_p es el voltaje del nodo predecesor p hacia el nodo actual q , y \mathbf{Z}_{p_q} es la matriz de impedancia trifásica de la línea $p - q$. En este caso, a diferencia del cálculo de la corriente, el mecanismo aplicado es el mismo para todos los nodos del sistema, indistintamente del valor de $\rho(v_i)$.

Es importante mencionar que, dentro del proceso de barredera aguas abajo, tanto el cálculo de las corrientes como el de las tensiones, para un nodo dado, son realizados al mismo tiempo. Así, el proceso continúa recorriendo cada uno de los nodos hasta que todos los parámetros desconocidos del sistema han sido determinados, obteniendo entonces el vector de parámetros desconocidos \mathbf{z}_c .

4. Algoritmo de estimación de estado considerando un número reducido de uPMUs

En esta sección se realizan las modificaciones del Algoritmo 1 presentado en la sección 2. Primero, considere el caso de operación normal del SD. Bajo estas condiciones, basta con aplicar el procedimiento descrito en la sección anterior para obtener los parámetros desconocidos \mathbf{z}_c y, a su vez, completar el vector de mediciones \mathbf{z} . Esto posibilita el empleo de dicho algoritmo, realizando así $m + 1$ EE, cuyo residuo WMR tendrá un valor similar para cada una de las estimaciones.

De aquí en adelante, una línea que une dos nodos p y q cualesquiera, será denominada como L_q , siendo q el nodo más lejano a la subestación.

El segundo caso se da cuando una falla es detectada en el sistema. Para aplicar el procedimiento de barrido aguas abajo, utilizando las leyes de Kirchhoff, se necesita conocer qué sección del sistema es la que absorbe la corriente de falla, sin embargo, esta información es desconocida para el algoritmo. A continuación, se detalla

el procedimiento adoptado bajo estas condiciones: Primero, se asume una falla en la mitad de cada una de las m líneas del sistema. Luego, para cada una de estas suposiciones, se obtiene un vector de mediciones \mathbf{z} a través del procedimiento descrito en la sección anterior, obteniendo así, m vectores de medición denominados $\mathbf{z}^l \forall l = L_2, L_3, \dots, L_n$. Donde el superíndice l indica que el vector \mathbf{z} fue obtenido asumiendo una falla en la línea L_q . Posteriormente, el Algoritmo 1 es aplicado m veces (una con cada vector \mathbf{z}^l obtenido), cada una de ellas siendo considerada como una iteración. Así, el menor residuo $w_t^{k,l}$ de cada iteración se denomina k_F^l . Finalmente, la línea bajo falla, L_F , se identifica a través del índice con el que se obtiene el valor de k_F^l más bajo. Es decir:

$$k_F^l = \min\{|w_{t_F}^{k,l} - \mu_w^k|\} \forall l = L_2, L_3, \dots, L_n \quad (25)$$

$$L_F = \text{ind}\{\min(k_F^l)\} \quad (26)$$

4.1. Resolución del proceso de localización de fallas

Naturalmente, al reducir el número de uPMUs se pierde observabilidad de la red, por lo que el algoritmo propuesto tiene ciertas limitaciones si se compara con el caso base en el que todos los nodos son monitoreados por una uPMU. Sin embargo, como ya se mencionó, debido al elevado costo de estos dispositivos, puede ser que para la empresa distribuidora sea más rentable perder un poco de precisión en el proceso de localización de una falla, que invertir en la adquisición de un gran número de estos dispositivos de medición.

Dicho esto, se aprovecha el modo de operación radial del SD, para introducir un concepto ampliamente utilizado en teoría de grafos conocido como “ruta más corta” (RMC). Este se define como el camino que existe entre dos vértices, de tal forma que la suma de los pesos de sus aristas es minimizada. Aplicando este concepto al problema de localización de fallas, se redefine RMC como el conjunto de nodos \mathcal{L}_{RMC} , que da la ruta más corta para conectar todas las uPMUs a través del SD. Para obtener una RMC se requiere por lo menos dos uPMUs: uno en el nodo inicial y otro que puede estar ubicado en cualquier nodo del sistema. Así, para ejemplificar cuando una falla será localizada con precisión, se utiliza el sistema estándar de 33 barras de la IEEE presentado en la Fig. 3.

Considere ahora que, en un inicio, dos uPMUs son instaladas en los nodos 1 y 18 respectivamente, entonces la RMC para esta configuración de uPMUs será $\mathcal{L}_{RMC} = \{1, 2, \dots, 18\}$. Así, la resolución de la localización de una

falla está determinada por los nodos que conforman el conjunto \mathcal{L}_{RMC} , ya que el método de EE implementado consigue localizar un evento de falla únicamente en las líneas que unen los nodos de dicho conjunto. Por ejemplo, considere una falla en la línea L_{14} ($l = L_{14}$); en este caso, el método propuesto consigue identificar con precisión la línea afectada por la falla, ya que el mínimo valor de k_F^l será el correspondiente a la iteración realizada con el vector de mediciones $\mathbf{z}^{L_{14}}$, entonces $\min(k_F^l) = k_F^{L_{14}}$, por lo que el índice l es el que indica cuál es la línea afectada por la falla.

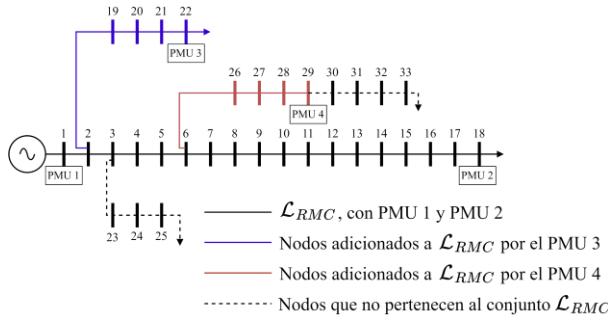


Fig. 3 Sistema estándar IEEE de 33 barras.

Fuente: Elaboración propia.

Ahora considere que una falla ocurre en un ramal $r_s(v_i)$ del sistema. En este caso todas las iteraciones realizadas con los vectores \mathbf{z}^l , obtenidos asumiendo una falla en el medio de una línea $L_q \forall q \in Mr_s(v_i)$, darán como resultado un valor mínimo k_F^l , de magnitud similar, por lo que el algoritmo no consigue distinguir cual es la línea del ramal que está siendo afectada por la falla. Por ejemplo, si una falla ocurre en la línea L_{20} ($l = L_{20}$), el mínimo residuo k_F^l , obtenido para $l = L_{19}, L_{20}, L_{21}, L_{22}$, que corresponden a las líneas del ramal $r_1(2)$, tendrán un valor similar. Así, $k_F^{L_{19}} \approx k_F^{L_{20}} \approx k_F^{L_{21}} \approx k_F^{L_{22}}$, por lo que el algoritmo únicamente conseguirá identificar que la falla se dio en el ramal $r_1(2)$.

Ahora supóngase que la empresa de distribución adquiere dos nuevos dispositivos *uPMU*, y estos son localizados de forma arbitraria en los nodos 22 y 29. Bajo estas condiciones $\mathcal{L}_{RMC} = \{1, \dots, 22, 26, \dots, 29\}$. Así, el algoritmo propuesto consigue identificar con precisión una falla que ocurre en cualquiera de las líneas que corresponden a los nodos del conjunto \mathcal{L}_{RMC} , es decir, identifica cualquier falla localizada en una línea $L_q \forall q \in \mathcal{L}_{RMC}$. Por otro lado, si una falla se da, por ejemplo, en la línea L_{25} , el algoritmo únicamente consigue identificar que la falla está ubicada en el ramal $r_1(3)$. Finalmente, considere una falla en la línea L_{32} ; dado que los nodos 30

al 33 no pertenecen al conjunto \mathcal{L}_{RMC} , el menor residuo, k_F^l , es similar para $\forall l = L_{30}, \dots, L_{33}$, por lo que el algoritmo solamente indica que la falla ocurrió aguas abajo del nodo 29.

Para lograr que una falla en la línea L_q sea localizada con precisión, para $\forall q = 2, 3, \dots, n$, se requiere instalar una *uPMU* en el nodo final de cada uno de los ramales laterales del sistema, además de la *uPMU* instalada en el nodo inicial. Sin embargo, tal condición puede no ser necesaria en la práctica, ya que en varios casos será suficiente tener conocimiento únicamente del ramal en el que se dio un evento de falla. Por ejemplo, con tan sólo tres *uPMUs*, ubicadas en las barras 1, 18 y 33 respectivamente, la resolución de la localización de la fallas podría ser aceptable, ya que la mayoría de las contingencias que se presentan en el SD serán detectadas con éxito. Pese a esto, y dado que el objetivo del trabajo presentado en este artículo es mejorar la confiabilidad del sistema, los criterios que definen la ubicación óptima de las *uPMUs* en el SD son discutidos en la siguiente sección.

5. Localización óptima de *uPMUs*

En esta sección se presenta un algoritmo de localización óptima de *uPMUs*, el cual, para un número dado de dispositivos, encuentra los mejores nodos candidatos para su instalación, de tal forma que se maximice la confiabilidad del SD. Dado que el presente trabajo está siendo desarrollado en un proyecto de investigación de una universidad brasileña, el índice de confiabilidad utilizado para el caso de estudio es el índice DEC, el cual indica el número de horas promedio que un grupo de clientes experimenta una interrupción de energía. La reducción de este índice se logra al localizar las *uPMUs* disponibles, de tal forma de que se minimice el tiempo de localización de una falla. Con este fin, el procedimiento descrito en esta sección está inspirado en el trabajo presentado en [19].

5.1. Evaluación de confiabilidad del SD

La evaluación de confiabilidad dentro de los SDs busca maximizar la confiabilidad de los consumidores de la empresa proveedora de energía, a través de la aplicación de técnicas y herramientas de mitigación una vez se haya identificado y analizado la causa raíz de una interrupción [27]. Los parámetros de confiabilidad que son generalmente utilizados para la evaluación de confiabilidad de un SD son, la tasa promedio de falla (λ) y el tiempo de reparación (r) [28]. Un gran espectro de índices de confiabilidad puede ser formulado a partir de estos dos parámetros.

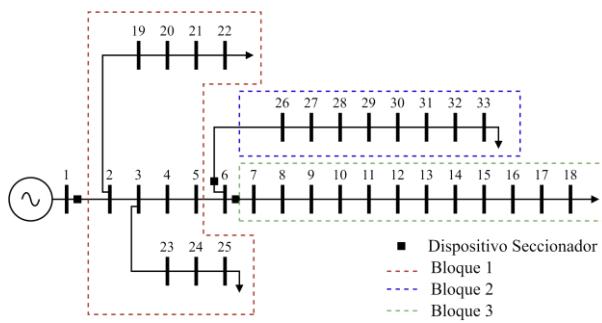


Fig. 4 Formación de bloques en un SD.
Fuente: Elaboración propia.

Considere entonces el SD de la Fig. 4. Primero, se define un bloque de carga b , como el conjunto de líneas que se derivan de un seccionador, siempre y cuando no exista entre ellos otro seccionador adicional. Luego, las ecuaciones (27)–(29) presentan la formulación para evaluar el índice DEC.

$$DEC_b = ft_p * \Lambda_b \left(\frac{N_{t1,b} t_{1,b}}{Cc} + \frac{N_{t2,b} t_{2,b}}{Cc} \right) \quad (27)$$

$$DEC = \sum_{b=1}^{N_b} DEC_b \quad (28)$$

$$\Lambda_b = \sum_{q=2}^n L_{q,b} * \lambda_{q,b} \quad (29)$$

donde ft_p es el factor de fallas permanentes, Λ_b es la tasa de falla del bloque de carga b , $N_{t1,b}$ es el número de consumidores del bloque b que son afectados durante el tiempo de localización de la falla t_1 , $N_{t2,b}$ es el número de consumidores afectados por la falla por un tiempo t_2 correspondiente al tiempo de reparación, Cc es el número total de consumidores, N_b es el número de bloques del sistema. Finalmente, $\lambda_{q,b}$ es la tasa de fallas de la línea q perteneciente al bloque b .

El concepto de bloques de carga es fundamental, ya que la contribución a los índices de confiabilidad, de una falla en cualesquiera de las líneas pertenecientes a un bloque b , es la misma. Así, la ecuación (27) permite cuantificar la contribución de una falla en un bloque de carga b , y la ecuación (28) define el índice global del SD.

5.2. Reducción del tiempo de localización de fallas

Buscando mejorar la confiabilidad del SD, se espera que la implementación de u PMUs ayude a reducir los tiempos de desplazamiento de los equipos de mantenimiento, reduciendo así el tiempo de restablecimiento de energía del sistema. Para cuantificar el efecto de los u PMUs en

la reducción del tiempo de localización, se emplea la ecuación (30), adaptada de [19]. Dado que ese trabajo fue desarrollado con la implementación de indicadores de falla (IF), primero se presenta la formulación con estos dispositivos y, posteriormente, se realizan las adaptaciones necesarias para evaluar el impacto de las u PMUs. Se asume entonces que el despliegue de N_{IF} IF divide la red en $N_{IF} + 1$ zonas, y que el tiempo medio de localización de fallas en cada i –ésima zona es calculado a través de la ecuación (30).

$$T_i = T_0 \left(\frac{L_i}{\sum_{z=1}^{N_{IF}+1} L_{T_z}} \right) \quad (30)$$

Para una mejor comprensión del lector, se presenta un ejemplo simplificado del método empleado. En la Fig. 5 se ilustra una red de distribución dividida en dos zonas debido al IF. Ahora supóngase que el tiempo de localización de una falla sin la presencia del IF es $T_0 = 1h$. La funcionalidad de este dispositivo es dar información del tramo en el que se dio el evento, por lo que el equipo de mantenimiento tendrá que recorrer únicamente uno de los tramos del SD.

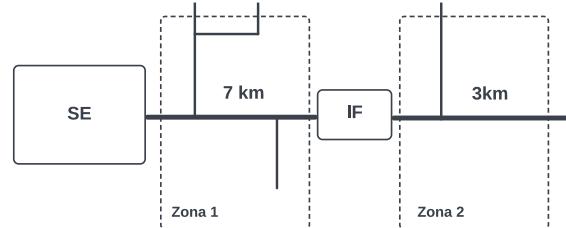


Fig. 5 Cálculo del tiempo de localización de fallas en un SD radial. Fuente: Adaptado de [19].

Así, los nuevos tiempos de localización de una falla en la zona 1 y en la zona 2, serán T_1 y T_2 respectivamente.

$$T_1 = 1 \left(\frac{7}{7+3} \right) = 0.7h ; T_2 = 1 \left(\frac{3}{7+3} \right) = 0.3h$$

La resolución en la localización de una falla es mayor cuando se utilizan u PMUs, ya que, en este caso, más allá de informar la zona en la que se produce una falla, es posible identificar cual es la línea o conjunto de líneas afectadas. Así, se define Ψ como el conjunto de líneas identificadas por el ALF, cuando se da una falla en la línea L_q , donde $\Psi = \{L_q\} \forall q \in \mathcal{L}_{RMC}$ o $\Psi = \{M_{rs}\} \forall q \notin \mathcal{L}_{RMC}$. Así, la ecuación (30) puede ser reescrita en la ecuación (31), donde $T_{L_q,b}$ es el tiempo de localización de una falla en la línea L_q del bloque b , y l_q es la longitud de la línea L_q .

$$T_{Lq,b} = T_0^b \left(\frac{\sum_{q \in \Psi} l_q}{\sum_{q \in \text{Bloque}_b} l_q} \right) \quad (31)$$

Por su parte, la ecuación (32) representa la probabilidad de ocurrencia de una falla del conjunto Ψ en el bloque b ; luego, la ecuación (33) indica el tiempo medio de localización en el bloque b , y, por último, el tiempo de localización de una falla en el bloque b , $t_{1,b}$, es definido en la ecuación (34), Donde t_b es el tiempo de accionamiento del equipo de mantenimiento.

$$P_{b,\Psi} = \frac{\sum_{q \in \Psi} l_q * \lambda_q}{\sum_{q \in \text{Bloque}_b} l_q * \lambda_q} \quad (32)$$

$$T_b = \sum_{q \in \Psi} P_{b,\Psi} * T_{Lq,b} \quad (33)$$

$$t_{1,b} = T_b + t_b \quad (34)$$

5.3. Función objetivo

La finalidad de la función objetivo planteada en este apartado es minimizar el índice DEC, lo que puede derivar en dos beneficios principales: 1) Mejora la confiabilidad del SD; 2) Retorno financiero al reducir las penalizaciones por violaciones de los índices de confiabilidad y debido a la reducción de la ENS. Así, a partir de las ecuaciones formuladas en la subsección 5.1, el problema planteado puede ser formulado de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \min FO &= \min DEC \\ \text{s. a:} \\ &P_u \subset V \\ &N_{P_u} = p \\ \text{DEC} &= \frac{f t_p}{C_c} \sum_{b=1}^{N_b} \sum_{q=2}^n l_q \lambda_q (N_{t1,b} t_{1,b}(P_u) + N_{t2,b} t_{2,b}) \end{aligned} \quad (35)$$

donde P_u es el conjunto con la ubicación de los uPMUs, $N_{P_u} = p$ es el número de uPMUs disponibles, y $t_{1,b}(P_u)$ es el tiempo de localización de una falla en el bloque b , que está en función de la posición de los p uPMUs.

5.4. Método de solución

El problema planteado se resuelve usando un método heurístico que evalúa todas las posibles soluciones y retorna como resultado el conjunto de posiciones P_u que minimiza la FO planteada. Esto es factible para el caso de estudio propuesto ya que el SD cuenta sólo con 39 barras que son consideradas como un solo bloque. Para SD más grandes se recomienda la implementación de

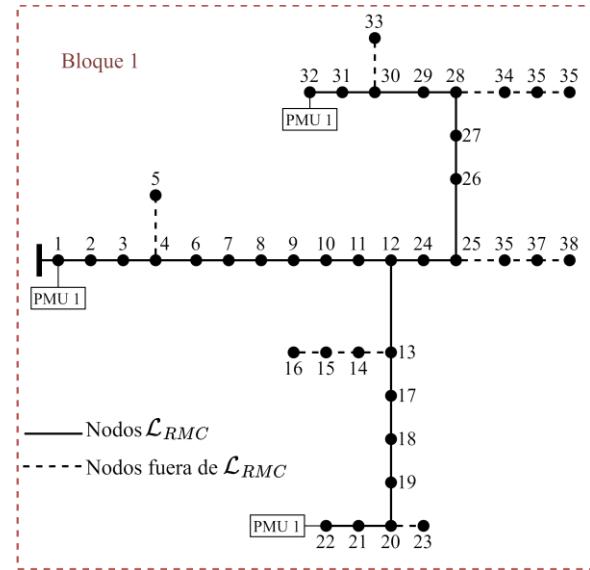


Fig. 6 Sistema de 39 barras utilizado para el caso de estudio. Fuente: Elaboración propia.

meta-heurísticas, tema que será abordado en trabajos posteriores.

El proceso comienza al definir el número p de uPMUs disponibles por parte de la distribuidora; luego, considerando que la red tiene n nodos, y que uno de los uPMUs siempre será localizado en el primer nodo, el número de ubicaciones posibles C_n^p , es definido por la ecuación (36). Así, para cada posible ubicación, se encuentra la RMC y se define el conjunto \mathcal{L}_{RMC} , dando paso al cálculo del tiempo $t_{1,b}$ con el procedimiento descrito en la sección 5.2. Finalmente, se evalúa la FO para cada posible ubicación y se retorna la que minimice la FO. El procedimiento a seguir se describe en el Algoritmo 2.

$$C_n^p = \frac{n-1}{[(n-1)-(p-1)]! * (p-1)!} \quad (36)$$

Algoritmo 2: LOP

Datos de entrada

Definir el número de uPMUs disponibles p .

Identificar todas las posibles ubicaciones P_u

Para cada posible ubicación P_u hacer

Definir el conjunto \mathcal{L}_{RMC}

Calcular el tiempo de localización $t_{1,b}$

Evaluar la función objetivo

Fin Para

Retorna la mejor solución

6. Caso de estudio

El método propuesto fue implementado en el sistema de 39 barras mostrado en la Fig. 6, el cual es una parte del sistema de pruebas de 135 barras utilizado en [29]. La red trifásica de 13.8 kV es considerada como un solo bloque que cuenta con 39 nodos, 38 líneas y 31 nodos de carga con un total de 350 clientes.

6.1. Aplicación del algoritmo LOP

En la primera etapa, con la finalidad de definir la posición de los *uPMUs*, se aplica el Algoritmo 2, el cual fue evaluado para $p = 2, 3$ y 4 *uPMUs*. Los parámetros de confiabilidad utilizados, tomados de [19], son los siguientes: $ft_p = 0.3$, $\lambda_q = 2.6$ se considera el mismo para las m líneas, $t_{2,b} = 19.95\text{min}$, $T_0^b = 36.01\text{min}$ y $t_b = 98.58\text{min}$. Primero, se realiza un análisis de la red sin el despliegue de *uPMUs*, el valor del índice DEC obtenido para este caso es 8.91715. Posteriormente, se aplica el algoritmo LOP para los tres casos mencionados. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 1, donde el porcentaje de reducción, al implementar p *uPMUs*, está siendo comparado con respecto al caso anterior.

Tabla 1 Comparación de resultados del algoritmo de localización óptima de *uPMUs*. Fuente: Elaboración propia.

p	DEC	P_u	% de Reducción Incremental
0	8.91715	—	—
2	6.95397	{1, 32}	22.02
3	6.92131	{1, 22, 32}	0.47
4	6.91905	{1, 16, 22, 32}	0.03

Como se puede observar en los resultados obtenidos, el porcentaje de mejoría incremental con el empleo de 3 o 4 *uPMUs* es bajo, especialmente en este último caso. Para definir la mejor alternativa, se propone usar del costo de la energía no suministrada (CENS), que permitirá evaluar cuál de las opciones es la más rentable para la distribuidora; este será un tema de trabajo futuro. Por ahora, con la finalidad de exemplificar el proceso de localización de fallas, se asume que la mejor alternativa obtenida se da con $p = 3$.

6.2. Aplicación del algoritmo ALF

Una vez ha sido definida la ubicación de las *uPMUs* dentro del SD, la siguiente etapa consiste en aplicar el algoritmo de localización de fallas. La varianza de las mediciones es tomada de [15], donde la desviación estándar del ruido asumido para las mediciones es de:

$1.6 * 10^{-3}\%$ y $4 * 10^{-1}\%$ para las magnitudes de voltaje y corriente, respectivamente y; $5.1 * 10^{-5}\text{rad}$ y $5.8 * 10^{-3}\text{rad}$ para las mediciones del ángulo de la tensión y corriente, respectivamente. El software utilizado para la simulación de las fallas fue DIgSILENT PowerFactory.

Los resultados obtenidos al aplicar el ALF se describen a continuación. El algoritmo fue evaluado, utilizando la ubicación óptima obtenida con $p = 3$, para los siguientes escenarios: 1) Fallas $1\varphi, 2\varphi$ y 3φ ; 2) Variaciones de la resistencia de falla; 3) Fallas localizadas en el 25, 50 y 75% de las líneas y; 4) Variaciones en la estimación de las cargas. En todos los escenarios simulados, los resultados fueron exitosos, ya que, la línea o ramal (dependiendo la localización de la falla) afectado por la falla fue encontrado en el 100% de los casos. Así, los resultados obtenidos para una falla 3φ en el 50% de la línea, con una resistencia de falla r_f de 0.001Ω , son presentados en el mapa de calor de la Fig. 7(a), donde el eje x representa la línea que se asume bajo falla para la obtención del vector \mathbf{z}^l , mientras que el eje y indica la línea L_q del SD en la que ocurrió una falla. También, se considera que un color verde que tiende a su tonalidad más intensa, representa un valor k_F^l menor, y un color que tiende al rojo más intenso, representa un valor de k_F^l mayor.

Así, por ejemplo, al aplicar el algoritmo ALF cuando el SD experimenta una falla en la línea L_7 , los resultados de la Fig. 7(a), muestran que se obtienen tres valores k_F^l bajos (columnas 3, 4, y 5 de la fila 2), correspondientes a los valores \mathbf{z}^l obtenidos al asumir una falla en las líneas L_6, L_7, L_8 , siendo $k_F^{L_7}$ el más bajo de todos. Esto mismo se cumple para todas las fallas simuladas en las líneas $L_q \forall q \in \mathcal{L}_{RMC}$, es decir, para las fallas ocurridas en las líneas L_2, L_7, L_{11}, L_{12} y L_{31} . Obsérvese que, en el caso de un ramal lateral que únicamente contiene una línea, como es el caso del ramal $r_1(20)$, cuyo conjunto $Mr_1(20) = \{23\}$, la línea bajo falla también es localizada con éxito. Considere ahora que el SD de distribución experimenta una falla en la línea L_{15} , del mapa de calor de la Fig. 7 (a), se observa que $k_F^{L_{14}} \approx k_F^{L_{15}} \approx k_F^{L_{16}}$, por lo que el algoritmo únicamente da la información de que la falla ocurrió en el ramal $r_1(13)$ al que pertenece la línea L_{15} . Esto mismo se reproduce para una falla en la línea L_{38} , donde $k_F^{L_{37}} \approx k_F^{L_{38}} \approx k_F^{L_{39}}$, por lo que la ubicación de la falla proporcionada por ALF, es el ramal $r_1(25)$. Por su parte, la Fig. 7(b) presenta los resultados del ALF para una falla 3φ en el 50% de la línea, con una resistencia de falla $r_f = 1\Omega$ y, para probar la robustez del algoritmo, se realizan variaciones aleatorias de $\pm 10\%$ en la estimación de las cargas. Los resultados obtenidos prácticamente no varían con respecto al primer caso, localizando

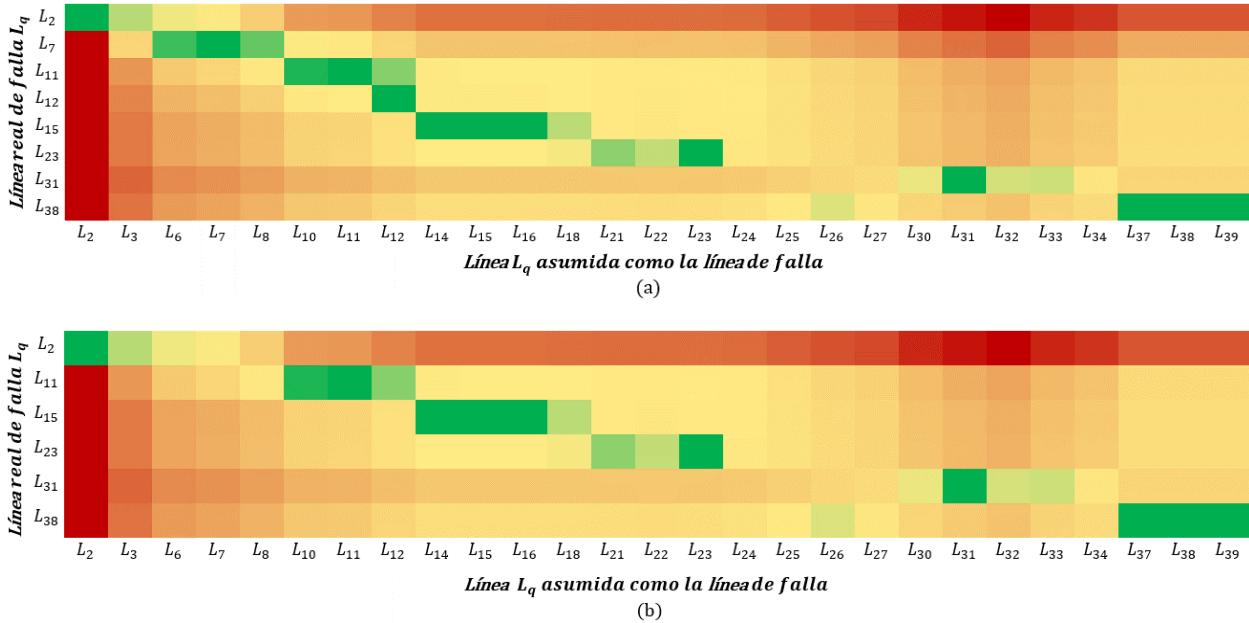


Fig. 7 Resultados del algoritmo ALF para: a) Falla 3φ en el 50% de la línea, $r_f = 0.001\Omega$. b) Falla 3φ en el 50% de la línea, $r_f = 1\Omega$ con una variación de $\pm 10\%$ en la estimación de las cargas.

Fuente: Elaboración propia.

exitosamente la línea bajo falla para todas las contingencias simuladas, probando así la robustez del algoritmo ante errores en la estimación de las cargas.

Un concepto interesante sería el caso en que los vectores \mathbf{z}^l no sean obtenidos para $\forall l = L_2, \dots, L_n$ y, en su lugar, solo unas pocas líneas sean asumidas como la línea de falla. Bajo estas condiciones, es evidente que la resolución del proceso de localización de fallas será reducida; pese a esto, los resultados presentados en la Fig. 8 muestran que el algoritmo desarrollado siempre consigue encontrar una línea cercana a la línea de falla real. Por ejemplo, para la falla en la línea L_2 , el menor residuo obtenido es $k_F^{L_3}$, indicando que la falla está en una

zona cercana a la línea L_3 . Así mismo, para una falla en la línea L_{11} , el algoritmo consigue identificar que la falla se dio en una zona cercana a la línea L_{10} . Este recurso ayuda a reducir los tiempos de simulación y puede resultar interesante cuando se trabaja con SD reales, donde, debido al gran número de nodos, el esfuerzo computacional es mayor.

7. Conclusiones

Un algoritmo válido para la detección y localización de fallas en sistemas de distribución activos (SDA), basado en EE, fue propuesto en este trabajo, donde solo unos pocos uPMUs, junto con los perfiles de carga obtenidos de los registros históricos de las distribuidoras, son requeridos para que el algoritmo propuesto consiga detectar una falla con exactitud. Para probar la robustez del algoritmo, este fue evaluado para diversos escenarios en los que se consideraron los siguientes aspectos: 1) Fallas 1φ , 2φ y 3φ ; 2) Simulaciones para fallas de alta y baja impedancia; 3) Fallas localizadas en el 25, 50 y 75% de las líneas; y 4) Errores en la estimación de las cargas de hasta $\pm 10\%$ para probar la sensibilidad del algoritmo. Los resultados fueron exitosos ya que, en el caso de las líneas $L_q \forall q \in \mathcal{L}_{RMC}$, la línea con falla fue encontrada con un 100% de efectividad, mientras que cuando una falla se da en una línea $L_q \forall q \notin \mathcal{L}_{RMC}$, el ramal al que

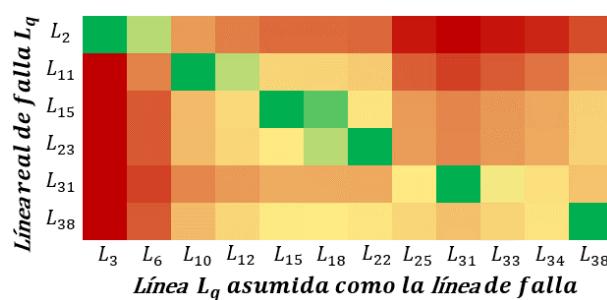


Fig. 8 Resultados del algoritmo ALF utilizando un número reducido de vectores \mathbf{z}^l .

Fuente: Elaboración propia.

pertenece la línea que está siendo afectada por la falla es correctamente identificado.

La mayoría de trabajos encontrados en la literatura se centran en maximizar la observabilidad del sistema de distribución para abordar el problema de ubicación óptima de *u*PMUs. Un nuevo enfoque es utilizado para desarrollar el algoritmo de localización óptima de *u*PMUs (LOP) presentado en este trabajo, donde, dado que el objetivo principal es aumentar la confiabilidad del sistema de distribución (SD), el criterio adoptado para definir la localización de los *u*PMUs es minimizar un índice de confiabilidad. Fue adoptado el índice de duración equivalente de interrupciones (DEC), lo que resulta en retornos financieros para la empresa distribuidora de energía al reducir las penalizaciones por violaciones de los índices de confiabilidad y también debido a la reducción de la ENS.

Pese a que el algoritmo de localización de fallas (ALF) y el algoritmo de localización óptima de *u*PMUs (LOP) trabajan de forma aislada, ambos tienen requerimientos similares. En el caso del proceso de localización de fallas, la exactitud del algoritmo ALF es maximizada cuando, además de la *u*PMU ubicada barra inicial, se cuenta con una *u*PMU adicional en la barra final de cada uno de los ramales laterales. Estos son los mismos requerimientos que debe cumplir el algoritmo LOP para conseguir reducir al máximo el índice DEC. Así, ambos algoritmos son compatibles por lo que pueden ser implementados de forma conjunta.

Las próximas etapas a ser abordadas en trabajos futuros son: 1) Implementación de una metaheurística que ayude a definir la posición óptima de las *u*PMUs, sin la necesidad de evaluar todas las posibles soluciones, herramienta que será especialmente útil cuando se trabaja con SD reales; 2) Adicionar costos de la energía no suministrada así como los costos relacionados con la implementación de *u*PMUs, directamente en la función objetivo utilizada en la sección 5; 3) Implementar el método propuesto en un SD real.

8. Agradecimientos

Este trabajo fue realizado con el apoyo de la Coordinación de Perfeccionamiento del Personal de Educación Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamiento 001.

9. Referencias

- [1] M. R. Tur, “Reliability Assessment of Distribution Power System When Considering Energy Storage Configuration Technique,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 77962–77971, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2990345.
- [2] T. Adefarati and R. C. Bansal, “Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation,” *Appl Energy*, vol. 185, pp. 158–171, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.087.
- [3] A. A. Chowdhury and D. O. Koval, *Power Distribution System Reliability*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2009. doi: 10.1002/9780470459355.
- [4] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*. CRC Press, 2017. doi: 10.1201/9780849375682.
- [5] M. Hojabri, U. Dersch, A. Papaemmanouil, and P. Bosschart, “A Comprehensive Survey on Phasor Measurement Unit Applications in Distribution Systems,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 23, p. 4552, Nov. 2019, doi: 10.3390/en12234552.
- [6] E. Dusabimana and S.-G. Yoon, “A Survey on the Micro-Phasor Measurement Unit in Distribution Networks,” *Electronics (Basel)*, vol. 9, no. 2, p. 305, Feb. 2020.
- [7] H. Falaghi, M.-R. Haghifam, and M. R. O. Tabrizi, “Fault indicators effects on distribution reliability indices,” in *18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2005)*, IEE, 2005, pp. v1-18-v1-18. doi: 10.1049/cp:20050894.
- [8] P. M. Joshi and H. K. Verma, “Synchrophasor measurement applications and optimal PMU placement: A review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 199, p. 107428, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107428.
- [9] R. F. Buzo, H. M. Barradas, and F. B. Leao, “A New Method for Fault Location in Distribution Networks Based on Voltage Sag Measurements,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 2, pp. 651–662, Apr. 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.2987892.
- [10] J. Ren, S. S. Venkata, and E. Sortomme, “An Accurate Synchrophasor Based Fault Location Method for Emerging Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 1, pp. 297–298, Feb. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2288006.
- [11] W. Li, D. Deka, M. Chertkov, and M. Wang, “Real-Time Faulted Line Localization and PMU Placement in Power Systems Through Convolutional Neural Networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 4640–4651, Nov. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2917794.

- [12] P. K. Ganivada and P. Jena, "A Fault Location Identification Technique for Active Distribution System," *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 18, no. 5, pp. 3000–3010, May 2022, doi: 10.1109/TII.2021.3103543.
- [13] M. Farajollahi, A. Shahsavari, E. M. Stewart, and H. Mohsenian-Rad, "Locating the Source of Events in Power Distribution Systems Using Micro-PMU Data," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6343–6354, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2832126.
- [14] M. Pignati, L. Zanni, P. Romano, R. Cherkaoui, and M. Paolone, "Fault Detection and Faulted Line Identification in Active Distribution Networks Using Synchrophasors-Based Real-Time State Estimation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 381–392, Feb. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2545923.
- [15] F. Conte, F. D'Agostino, B. Gabriele, G.-P. Schiapparelli, and F. Silvestro, "Fault Detection and Localization in Active Distribution Networks Using Optimally Placed Phasor Measurements Units," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 1, pp. 714–727, Jan. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3165685.
- [16] M. Vaiman *et al.*, "Using Synchrophasors to Improve Bulk Power System Reliability in North America," in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, Aug. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586560.
- [17] A. Shahsavari *et al.*, "Distribution Grid Reliability Versus Regulation Market Efficiency: An Analysis Based on Micro-PMU Data," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2916–2925, Nov. 2017, doi: 10.1109/TSG.2017.2718560.
- [18] M. A. Mohamed, A. S. Al-Sumaiti, M. Krid, E. M. Awwad, and A. Kavousi-Fard, "A Reliability-Oriented Fuzzy Stochastic Framework in Automated Distribution Grids to Allocate \$|mu\$ -PMUs," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 33393–33404, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2902465.
- [19] J. Vasconcelos, "Alocação Otimizada de Dispositivos Indicadores de Falta em Linhas Aéreas de Distribuição utilizando Busca em Vizinhança Variável."
- [20] W. F. Usida, D. V. Coury, R. A. Flauzino, and I. N. Silva, "Alocação eficiente de indicadores de faltas em um sistema de distribuição real usando computação evolutiva," *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automática*, vol. 23, no. 3, pp. 306–320, Jun. 2012, doi: 10.1590/S0103-17592012000300005.
- [21] R. Dashti and J. Sadeh, "Fault indicator allocation in power distribution network for improving reliability and fault section estimation," in *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, IEEE, Oct. 2011, pp. 1406–1411. doi: 10.1109/APAP.2011.6180595.
- [22] A. Jahedi, J. Javidan, and H. Nasiraghdam, "Multi-Objective Modeling for Fault Indicators Placement Using Of NSGA II To Reduce Off Time And Costs In Distribution Network," *IJTPE*, vol. 6, pp. 106–111, Dec. 2014.
- [23] H. O. Cruz and F. Bertequini Leao, "Optimal placement of fault indicators using adaptive genetic algorithm," in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, Jul. 2017, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2017.8273897.
- [24] M. Farajollahi, M. Fotuhi-Firuzabad, and A. Safdarian, "Deployment of Fault Indicator in Distribution Networks: A MIP-Based Approach," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2259–2267, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2609680.
- [25] S. Tenesaca, P. Agudo, S. Zambrano-Asanza, B. Jaramillo León, J. Leite, and J. Franco, "Construção de modelos de redes de distribuição a partir de sistemas de informação geográfica utilizando grafos," Jun. 2022, doi: <https://doi.org/10.20906/sbse.v2i1.3102>.
- [26] J. B. Leite and J. R. S. Mantovani, "Distribution System State Estimation Using the Hamiltonian Cycle Theory," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 366–375, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2448940.
- [27] J. N. Nweke, A. G. Gusau, and L. M. Isah, "Reliability and protection in distribution power system considering customer-based indices," *Nigerian Journal of Technology*, vol. 39, no. 4, pp. 1198–1205, Mar. 2021, doi: 10.4314/njt.v39i4.28.
- [28] O. Shavuka, K. O. Awodele, S. P. Chowdhury, and S. Chowdhury, "Reliability analysis of distribution networks," in *2010 International Conference on Power System Technology*, IEEE, Oct. 2010, pp. 1–6. doi: 10.1109/POWERCON.2010.5666066.
- [29] C. Reiz and J. B. Leite, "Optimal coordination of protection devices in distribution networks with distributed energy resources and microgrids," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 99584–99594, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3203713.