

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN  
ELÉCTRICA USANDO SENSADO COMPRIMIDO**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN  
ELÉCTRICA USANDO SENSADO COMPRIMIDO**

**AUTOR:  
IZA PURUNCAJAS ALVARO JAVIER**

**TUTOR:  
MILTON GONZALO RUIZ MALDONADO**

**Quito, julio 2018**

Alvaro Javier Iza Puruncajas

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA  
USANDO SENSADO COMPRIMIDO

Universidad Politécnica Salesiana  
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



**Alvaro Javier Iza Puruncajas** (Y'1991-M'10) Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Técnico “San José”, se graduó de bachiller en la especialidad de técnico Eléctrico. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en operación en sistemas de transmisión, protecciones eléctricas, localización de fallas, flujos de potencia y sistemas de gestión de energía.

aizap@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



**Milton Gonzalo Ruiz Maldonado** (Y'1987-M'01). Milton Ruiz se graduó de la Universidad Politécnica Salesiana en 2012 como Ingeniero Electrónico y en 2015 como Ingeniero Eléctrico; Recibió su M.Sc. en Redes de Comunicaciones en la Pontificia Universidad católica del Ecuador; Sus intereses de investigación están en comunicaciones verdes, infraestructura de medición avanzada, red inteligente, redes inalámbricas, gestión de energía. Es profesor de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador y parte del Grupo de Investigación GIREI.

mruizm@ups.edu.ec

**Todos los derechos reservados:**

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2018 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

## DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Milton Gonzalo Ruiz Maldonado declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*Localización de fallas en sistemas de transmisión eléctrica usando sensado comprimido*” realizado por Alvaro Javier Iza Puruncajas, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, julio 2018



.....  
Milton Gonzalo Ruiz Maldonado

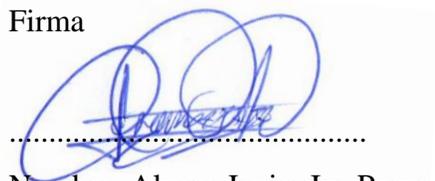
Cédula de identidad: 1714409065

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Alvaro Javier Iza Puruncajas, con documento de identificación N° 1721895116, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado intitulado: “*Localización de fallas en sistemas de transmisión eléctrica usando sensado comprimido*”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a horizontal stroke, positioned above a dotted line.

Nombre: Alvaro Javier Iza Puruncajas

Cédula: 1721895116

Fecha: Quito, julio 2018

## ÍNDICE GENERAL

1. Introducción .....	2
2. Fallas en Sistemas de Transmisión .....	3
3. Descripción del Sensado Comprimido .....	4
3.1 Métodos utilizados .....	5
3.1.1 Least squares (LS):.....	5
3.1.2 Basis Pursuit (BP): .....	5
3.1.3 Orthogonal Matching Pursuit (OMP): .....	5
4. Localización de Fallas mediante Sensado Comprimido .....	5
5. Formulación del Problema.....	6
5.1 Modelo de localización de fallas .....	6
5.2 Aplicación del CS.....	7
5.3 Pseudocódigo de la aplicación .....	7
5.3.1) Algoritmo 1: Least squares (LS) .....	7
5.3.2) Algoritmo 2: Basis pursuit (BP).....	7
5.3.3) Algoritmo 3: Orthogonal matching pursuit (OMP).....	8
6. Análisis de Resultados .....	8
7. Conclusiones .....	12
8. Referencias.....	13
9. Matriz Estado del Arte.....	15

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ocurrencia de falla analizada por nuestro método propuesto.....	3
Figura 2. Representación Matricial del Sensado Comprimido .....	4
Figura 3. Aplicación de CS a la localización de fallas en transmisión .....	5
Figura 4. Falla en la línea de Transmisión .....	5
Figura 5. Esquema de 9 barras IEEE .....	7
Figura 6. Reconstrucción de Magnitud de tensión por CS (p.u.) pre falla. a)Reconstrucción con el 30% de datos, b)Reconstrucción con el 60% de datos, c)Reconstrucción con el 90% de datos.....	9

Figura 7. Ocurrencia de falla en la Línea 1.....	10
Figura 8. Ocurrencia de Falla en la Línea 2.....	10
Figura 9. Simulación de falla en Línea 1 (DigSilent®).....	10
Figura 10. Simulación de falla en Línea 2 (DigSilent®).....	10
Figura 11. Localización de falla Línea 1 en magnitud de corriente (p.u.) OMP.....	10
Figura 12. Localización de falla por CS, a) Numero de muestras 30%, b) Numero de muestras 60%, c) Numero de muestras 90%.....	11
Figura 13. Localización de falla por CS, a) Numero de muestras 90%, b) Numero de muestras 60%, c) Numero de muestras 90%.....	12
Figura 14. Localización de falla Línea 2 en magnitud de corriente (p.u.) OMP.....	12

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Base de datos de la simulación de fallas.....	7
Tabla 2. Magnitud de tensión y corriente en las líneas (pre-falla).....	8
Tabla 3. Porcentaje de error en reconstrucción de la señal original en magnitud de tensión.....	9
Tabla 4. Incremento de Corriente en falla Línea 1 y 2.....	10
Tabla 5. Comparación de la distancia simulada con la distancia mediante nuestro algoritmo.....	12

# LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO SENSANDO COMPRIMIDO

## Resumen

En la Presente investigación, se desarrolló una metodología que hace referencia a la localización de fallas en sistemas de transmisión usando Sensado Comprimido (CS), se desarrolló un modelo con las ventajas del algoritmo Least Squares (LS), Basic Pursuit (BP) y Orthogonal Matching Pursuit (OMP), el cual nos proporciona un vector lo suficientemente disperso por optimización convexa, haciendo posible recuperar señales mucho más dispersas de manera estable, resolviendo el problema mediante aproximaciones iterativas. Para ello, se utiliza la información que nos proporciona las unidades de medición fasorial (PMU), dispositivos electrónicos inteligentes que nos permiten medir sincrofasores de ondas sinusoidales de voltaje y corriente desplegadas en el sistema eléctrico de potencia, el cual, con dicho método nos permitirá encontrar la localización estimada de la falla de manera oportuna y maximizar la observabilidad del sistema eléctrico. El método propuesto fue probado en el sistema de 9 barras de la IEEE, encontrando la línea con problemas y la distancia a la que se estima ocurre la falla.

**Palabras Clave:** Sensado Comprimido, Ubicación de Fallas, Líneas de Transmisión, Unidad de Medición Fasorial.

## Abstract

In the present investigation, we develop a methodology that refers to the location of faults in transmission systems using compressed sensing (CS). A model is develop with the advantages of the algorithm Least Squares (LS), Basic Pursuit (BP) and Orthogonal Matching Pursuit (OMP), which provides a sufficiently dispersed vector by convex optimization, making it possible to recover many more dispersed in a stable manner, solving the problem by iterative approaches. To do this, we use the information provided by the phasor measurement units (PMU), intelligent electronic devices that allow us to measure synchrophasors of sine waves of voltage and current deployed in the power electrical system, which, with this method will allow us to find the estimated location of the failure in a timely manner and maximize the observability of the electrical system.. The proposed method is test in the IEEE 9 transmission bus system, is estimated finding the line with problems and the distance at which the failure.

**Keywords:** Compressed Sensing, Fault Location, Transmission Lines, Phasor Measurement Units.

## 1. Introducción

El propuesto artículo aplica la teoría del CS como una herramienta para la localización de fallas en una red de transmisión eléctrica [1], conformada por el sistema eléctrico de potencia (SEP), el cual está compuesto por tres partes fundamentales; generación, transmisión y distribución, etapas que hacen factible su operación. Las líneas de transmisión forman parte esencial del suministro de energía en un SEP, y por ello se toma en cuenta las protecciones en las líneas, las cuales efectúan un trabajo muy significativo, al localizar las fallas que pueden deteriorar las líneas y afectar a la confiabilidad del Sistema. En las líneas de transmisión, las protecciones son fundamentales mejorando la fiabilidad de las mismas [2], [3].

Existen diferentes métodos que son utilizados para la localización de fallas en las líneas de transmisión como; transformada de Fourier, transformada de wavelet, el análisis de Prony, método híbrido, pero a diferencia con nuestro método propuesto es que solo se utiliza escasos datos tanto de tensión como de corriente obtenidos de las PMU para el análisis de las fallas en el sistema [4], [5].

Las protecciones para líneas de transmisión tienen un esquema idóneo para evitar el deterioro de los equipos al presentarse una falla en la línea, mediante los datos que arrojan los TC's y TP's desplegados en los nodos del SEP en un intervalo de tiempo, nos permite determinar la existencia de una falla [4], [6], [7].

Normalmente para la protección de las líneas de transmisión son los relés de distancia (protección 21), permitiéndonos verificar la impedancia en el punto de falla con el relé. La confiabilidad del servicio en los sistemas de transmisión ante cualquier falla, depende de la capacidad de aislamiento, ajuste y restauración del servicio eléctrico, existiendo diferentes tipos de fallas tales como fuerza de la naturaleza, mecánicas, causada por

animales, etc., presentándose de manera espontánea. Conforme a los protocolos de reconexión las protecciones esta programadas para que vuelvan a reconectar el servicio después de un tiempo establecido, con la finalidad de comprobar si todo se ha normalizado. [8]

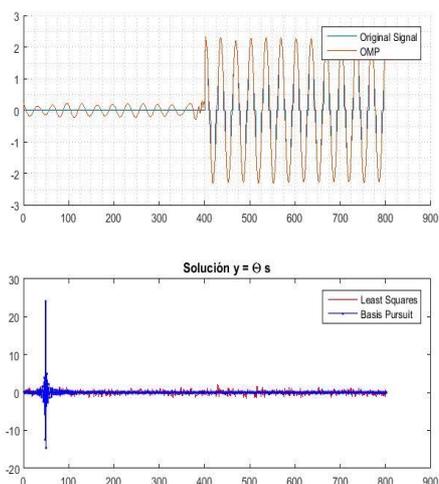
La reposición del servicio se deberá efectuar rápidamente si se estima la localización de la falla, dichas fallas son aisladas automáticamente por las protecciones sin producir una interrupción extendida del servicio, ya que todos estos cortes de servicio originan daños considerables en los equipos, llevándonos a pérdidas económicas [9].

Cuando la falla ocurre se requiere conocer la localización inmediata, como su aislamiento y la restauración del sistema, que generalmente el régimen de automatización de la red en transmisión lo realiza, sin embargo, las funciones actuales del régimen automático no se están desempeñando positivamente, ocupando tiempo valioso para ejecutar la detección y aislamiento de la falla, haciendo que la confiabilidad del sistema se reduzca considerablemente [10], [11].

Con el transcurso de los años diferentes autores han desarrollado diferentes métodos y algoritmos matemáticos para solucionar el inconveniente en cuanto a la localización de fallas, dichos autores proponen una metodología basándose en la apreciación de corriente de falla mediante mediciones de voltajes y corrientes proporcionados en la subestación, al presentarse la falla en cualquier línea, el empleo de dichos valores de voltaje y corriente en la subestación constituyen una ventaja significativa en la ubicación de la falla [12].

Las fallas pueden ocurrir en cualquiera etapa del SEP, en la figura 1 nos indica la presencia de una falla en una línea de transmisión, dicha falla se la puede estimar su localizar usando los datos de variación de voltaje y corriente de la línea que posteriormente será analizada con CS

el cual lo explicaremos en los siguientes apartados [13].



**Figura 1.** Ocurrencia de falla analizada por nuestro método propuesto.

Este artículo se establece de la siguiente manera: en la sección II mencionamos fallas en sistemas de transmisión. En la sección III se desarrolla la descripción del CS. En la sección IV la localización de las fallas mediante CS. En la sección V formulación del problema. En la sección VI se analizan los resultados y finalmente en la sección VII se presentan las principales conclusiones.

## 2. Fallas en Sistemas de Transmisión

La red de transmisión eléctrica debe garantizar niveles adecuados de confiabilidad y continuidad de servicio, ya que al presentar fallas y perturbaciones afectan el normal comportamiento del SEP, en la etapa de transmisión es susceptible a fallas convirtiéndola en una red con una topología compleja [14].

En el momento que se produce una falla en una línea de transmisión, ocasiona que los sistemas de protección actúen de inmediato interrumpiendo el flujo eléctrico de la red, a su vez se produce señales transitorias tanto de

corriente como de voltaje, en ese preciso momento obtenemos la señal de falla para su oportuno análisis [15]-[16].

La perspectiva que se propone utilizar es el Sensado Comprimido (CS). Cabe mencionar que dicha teoría se introdujo varios años atrás desarrollándose en primera instancia como una propuesta en el reconocimiento de imágenes [13]. Consecutivamente el CS se utilizó del mismo modo para la reconstrucción de señales, pero dicha teoría implica que las señales adquieran características de una señal dispersa (sparse), en otras palabras, únicamente se requiere elementos distintos de cero, y debido a que, existen pocas señales con características de sparse, se emplea el criterio de señal comprimible mencionándonos que si una señal en algún dominio posee características sparse es posible reconstruirla. Al hablar de dominio hace referencia a una base vectorial en la que la señal puede ser proyectada (cualquier transformada) [17], [18].

La teoría de CS hace que se utilice la adquisición y procesamiento de señales para la reconstrucción de las mismas, en otras palabras, realiza la recuperación de señales a través de una representación dispersa de datos con información limitada, por esa razón se determina emplear con diferentes clases de datos y en múltiples aplicaciones como es el caso de la reconstrucción de señales en fallas en transmisión [13].

Las señales de fallas en líneas de transmisión presentan algunos inconvenientes en la adquisición y muestreo de datos, especialmente cuando contamos con alta cantidad de líneas en un SEP, pero el principal problema que se debe considerar son los altos costos en reparación si no se actúa oportunamente cuando ocurre un fallo. Razón por la cual el CS puede llegar a cambiar positivamente la problemática reconstruyendo la señal con un mínimo porcentaje de datos sin saturar los canales de transmisión [19], [20], [21].

### 3. Descripción del Sensado Comprimido

Para entender y expresar el proceso matemático del CS se tiene la figura 2, el cual nos describe la posibilidad de recuperar una señal unidimensional considerando una cantidad menor de datos de la señal original que se requiere reconstruir, así realizar la representación dispersa. A continuación, tenemos la representación matricial del CS se lo describe de la siguiente manera [1], [22], [23].

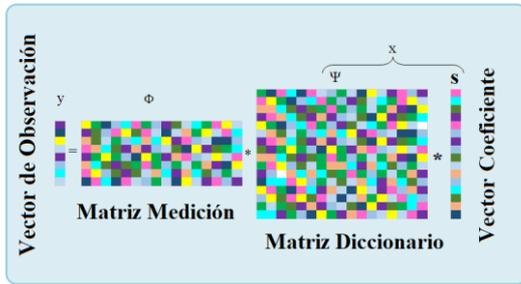


Figura 2. Representación Matricial del Sensado Comprimido

Donde la combinación entre los coeficientes más representativos y los menos representativos se conoce como vector disperso o vector de representación dispersa, viene denotado por ( $x$ ). Para lograr reconstruir una señal se necesita una matriz base ( $\Phi$ ) también conocida como matriz de mediciones, la cual proyecta en un espacio  $n$ -dimensional al diccionario ( $\Psi$ ), el cual es una representación de la señal original en base ortogonal, la formación de la matriz base influye de manera directa en la reconstrucción de la señal original [24].

Al resolver el sistema de ecuaciones de la figura 2, obtenemos una señal conocida como el vector de observación debido a que es una aproximación a la señal original, y en toda aproximación tenemos un margen de error relativo, su notación es ( $y$ ) [1], [25].

Existe otro vector columna ( $s \in \mathcal{R}^N$ ), se lo conoce como vector de producto

inertes que junto con ( $x$ ) son una representación equivalente de la misma señal. Siendo difícil encontrar una señal dispersa en el dominio del tiempo se utiliza el vector de coeficiente ( $s$ ) con una base vectorial adecuada la cual viene dada por el diccionario ( $\Psi$ ), el cual se conoce como una matriz de ( $n * n$ ), matriz no cuadrada, utilizamos el concepto de matriz pseudoinversa [1], [25], [26].

$$x = \sum_{i=1}^n s_i \psi_i \quad (1)$$

$$x = \Psi * s \quad (2)$$

La matriz de reconstrucción de la señal ( $\Theta$ ) de longitud ( $m * n$ ) descrita en la ecuación (4), es el resultado matricial de la matriz de medición con la matriz diccionario, la nueva matriz se encarga de mantener la teoría en sí del CS [1], [26].

$$y = \Phi * x \quad (3)$$

$$y = \Theta * s \quad (4)$$

La figura 2 nos da la idea de un problema que se puede solucionar mediante algebra lineal convencional el sistema de ecuaciones [1], pero debido a las indeterminaciones en el planteamiento matricial no es viable [1], [22], el CS soluciona este tipo de sistemas de ecuaciones mediante la norma de minimización  $\ell_1$  donde  $\hat{x}$  se le puede considerar como una solución [1], [22], [26].

$$\hat{x} = \arg \min_x \|x\|_{\ell_1} \quad (5)$$

En la figura 3 se asocia las variables de la localización de fallas aplicando la teoría de CS, ( $\Delta V$ ) al vector de variación de tensión como el vector de observación, ( $z$ ) la matriz de impedancia, como la matriz de reconstrucción, ( $\Delta I$ ) al vector de variación de corriente como el vector de representación dispersa [1].

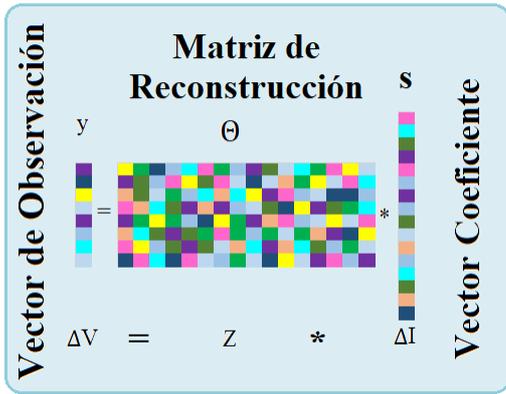


Figura 3. Aplicación de CS a la localización de fallas en transmisión

### 3.1 Métodos utilizados

#### 3.1.1 Least squares (LS):

Es uno de los primeros algoritmos que se utiliza para reconstruir señales, sin embargo, es un algoritmo iterativo que nos resuelve el problema de reconstrucción paso a paso donde primero selecciona los coeficientes ( $S$ ) con características adecuadas de una forma consistente. Para lograr obtener una recuperación aproximada de la señal utilizamos la ecuación (6), donde la respuesta se encuentra dentro del vector ( $\hat{x}$ ), basándonos en la norma de aproximación  $\ell_2$  [22], [26]

$$\hat{x} = \arg \min_x \|x\|_{\ell_2} \quad (6)$$

Como los diccionarios no están constituidos como matriz cuadrada se utiliza el concepto de matriz pseudoinversa, (7) permitiéndonos llegar a una solución [26], [27], [28].

$$\hat{x} = \Phi^T (\Phi \Phi^T)^{-1} y \quad (7)$$

#### 3.1.2 Basis Pursuit (BP):

Es un algoritmo que se utiliza principalmente para la reconstrucción de imágenes y señales, es un método de optimización convexa es decir busca optimizar una variable que para nuestro caso es el vector ( $x$ ) que contiene a la señal. Trata de encontrar la solución mínima de coeficientes para el vector ( $S$ ),

una vez encontrado el vector que corresponde a los elementos de ( $y$ ), se logra proceder a recuperar la señal original mediante el argumento mínimo, ecuación (8), basándose en la norma  $\ell_1$  [26], [31], [32].

$$\hat{x} = \arg \min_x \|x\|_{\ell_1} \quad (8)$$

#### 3.1.3 Orthogonal Matching Pursuit (OMP):

Es un algoritmo que utiliza la teoría de CS, siendo su principal aplicación la recuperación de señales, es un método de optimización iterativo derivado de una versión no ortogonal que es el matching pursuit (MP). Se considera un método fiable por su rendimiento en reconstruir señales dispersas, cuya ecuación se expresa como [22], [23], [26]:

$$\min_{\hat{x}} \|y - \sum \hat{x}_i \Phi_i\|_{\ell_2} \quad (9)$$

Es un algoritmo robusto arrojándonos mejores resultados en recuperación de señales teniendo en cuenta el número de mediciones proporcional al nivel de dispersión [16], [26].

## 4. Localización de Fallas mediante Sensado Comprimido

Cuando se produce una falla la línea ( $k$ ), en el sistema se inyecta una gran cantidad de corriente, siendo esta corriente conocida como corriente de falla o cortocircuito, en la figura 2 nos muestra el recorrido de dicha corriente. A ésta se la puede considerar como una fuente de corriente, que inyecta una corriente inversa en la línea ( $k$ ) del sistema [1].

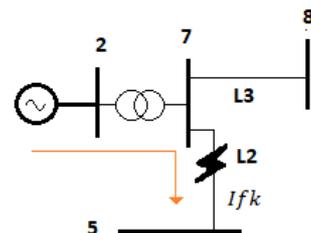


Figura 4. Falla en la línea de Transmisión

Una corriente de falla produce variaciones de tensión en todo el sistema eléctrico, de esta manera logramos adquirir la variación de tensión en todos los nodos de la red de transmisión en condiciones de falla, multiplicando la matriz de impedancia ( $Z_{bus}$ ) por el vector de corriente de representación dispersa ( $\Delta I$ ), y con el fin de simplificar los cálculos suprimiendo los valores imaginarios de la matriz de variación de tensión  $\Delta V_i$  y de la matriz de impedancia del sistema  $Z_{ij}^S$ , calculamos los valores absolutos para todos los elementos  $ij$  de las matrices  $\overline{\Delta V}_i$  y  $Z_{ij}^S$ , como se muestra en el planteamiento matricial de la ecuación (10) y su forma simplificada (10a).

$$\begin{bmatrix} \overline{\Delta V}_{i1} \\ \overline{\Delta V}_{i2} \\ \vdots \\ \overline{\Delta V}_{im} \end{bmatrix}_{M \times 1} = \begin{bmatrix} |Z_{i11}| & |Z_{i12}| & \dots & |Z_{i1N}| \\ |Z_{i21}| & |Z_{i22}| & \dots & |Z_{i2N}| \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ |Z_{im1}| & |Z_{im2}| & \dots & |Z_{imN}| \end{bmatrix}_{M \times N} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ -I_{fk} \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}_{N \times 1} \quad (10)$$

$$\Delta V = Z * \Delta I \quad (10a)$$

Donde:  $\Delta V \in \mathcal{R}^N$  es la matriz de observación o matriz de variación de tensión,  $Z \in \mathcal{R}^{M \times N}$  es la matriz de impedancia de la red, y  $\Delta I \in \mathcal{R}^N$  es el vector de representación dispersa.

La solución para  $\Delta I$ , dado que  $Z$  y  $\Delta V$  están disponibles, no es viable ya que el número de filas medidas de  $\Delta V$  es menor que el número de columnas de  $Z$ .

Por lo tanto, la primera impresión es que  $\Delta I$  se puede recuperar mediante el método convencional de mínimos cuadrados. El método de mínimos cuadrados convencionales proporciona una solución para  $\Delta I$  siendo una solución ineficaz.

Utilizamos el método de CS para superar el problema y obtener una solución dispersa ya que nos proporciona

un vector aproximado lo suficientemente escaso como para estimar la localización de la falla basado en BP, y OMP. Al aplicar nuestro método propuesto se requiere unos pocos datos de las PMU que nos despliega en la red de transmisión donde  $M \ll N$  [1], [29].

Resolvemos el problema con la norma  $\ell_1$  significa el uso de OMP y BP un método de optimización convexa planteando la ecuación (11) [30], [31]

$$(\ell_1): \widetilde{\Delta I}_1 = \underset{\Delta I}{\operatorname{argmin}} \|\Delta I\|_1 \quad (11)$$

Donde:

$\widetilde{\Delta I}_1$ : vector de representación escasa obtenido.

$\|\Delta I\|_1$  norma  $\ell_1$  [1], [25].

## 5. Formulación del Problema

En este artículo se utiliza el CS con la norma  $\ell_1$  para la localización de fallas en la red transmisión, debido a las diversidades del CS anteriormente descritas, se crea una base de datos y se simula automáticamente las fallas

Cuando ocurre una falla en las líneas de transmisión de un SEP, la forma de onda ya sea esta de corriente o voltaje sufre de perturbaciones en las mismas, representados con picos altos o bajos en toda la línea de transmisión. Estas perturbaciones ocurren en tiempos muy cortos que bordean los milisegundos.

El análisis de la caída de tensión y la impedancia de la red, es lo que utiliza el método de CS para localizar la falla y como solución se obtiene un vector de representación dispersa cuyos elementos distintos de cero identifican la distancia estimada en el cual se presenta la falla.

### 5.1 Modelo de localización de fallas

Para la localización de fallas en la red de transmisión, se realizó un análisis en el esquema de nueve barras de la IEEE representada en la figura 5.

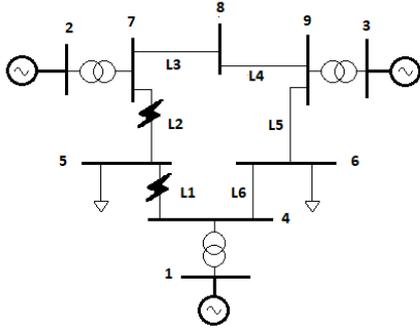


Figura 5. Esquema de 9 barras IEEE

Donde analizaremos la falla que ocurre entre la Línea 1 y 2 al correr el flujo de potencia con la ocurrencia de falla.

## 5.2 Aplicación del CS

En la red de transmisión bajo el análisis de datos desplegados de las PMU se sienta la tensión cada uno de los nodos. Las impedancias propias de las líneas son vinculadas para construir la matriz  $\overline{Z}_{l_1 1}$ .

Con los datos de tensión  $\overline{\Delta V}_{l_1}$ , e impedancia  $\overline{Z}_{l_1 1}$ , al nodo en el que se simula, con la base de datos obtenida, se aplica la metodología

## 5.3 Pseudocódigo de la aplicación

El pseudocódigo detalla el proceso que la aplicación realiza para localizar la falla en la red de transmisión, con la base de datos de fallas detallada a continuación, hasta la estimación de la falla por el algoritmo de CS.

Tabla 1. Base de datos de la simulación de fallas

Bus	Line	Bus	Sk''		Ik''		ip
			[kV]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]
Bus 5	Line 1	Bus 4	230	528,86	1,33	94,24	3,3
Bus 5	Line 2	Bus 7	230	906,82	2,28	-84,34	5,6

### 5.3.1) Algoritmo 1: Least squares (LS)

#### Pseudocódigo de la localización de falla mediante LS.

#### Paso 1.

Ingresa base de datos de simulación de fallas de la red (Tabla 1)

#### Paso 2.

Definir las variables de entrada  
 $\Phi = Z \in \mathcal{R}^{M \times N}$ ;  
 $y = \Delta V \in \mathcal{R}^M$

#### Paso 3.

$l = 0 \rightarrow$  Contador de iteraciones  
 $r_0 = y \rightarrow$  Vector residuo

#### Paso 4.

$x \rightarrow$  Reducir la señal original  $X$  en función de número de muestras

#### Paso 5.

**For**

$l \in [0, 1, 2, \dots, n]$

Resolver  $\ell^1$

$$x^{(l+1)} = \arg \max \frac{|r_{l-1}, \phi_i|}{\|\phi_i\|}$$

$\theta = \Phi \Psi$

**End**

#### Paso 6.

**Solución aparente**

$$\hat{x}_{final} = \Psi S$$

### 5.3.2) Algoritmo 2: Basis pursuit (BP)

#### Pseudocódigo de la localización de falla mediante BP.

#### Paso 1.

Ingresa base de datos de simulación de fallas de la red (Tabla 1).

#### Paso 2.

Definir las variables de entrada  
 $\Phi = Z \in \mathcal{R}^{M \times N}$ ;  
 $y = \Delta V \in \mathcal{R}^M$

#### Paso 3.

Inicializar variables.

$l = 0 \rightarrow$  Contador de iteraciones

$r_0 = y \rightarrow$  Vector residuo

**Paso 4.**

$x \rightarrow$  Reducir la señal original  $X$  en función de número de muestras

**Paso 5.****For** $l \in [0, 1, 2, \dots, n]$ Resolver  $\ell^1$ 

$$x^{(l+1)} = \arg \min \frac{|r_{l-1}, \phi_i|}{\|\phi_i\|}$$

 $y = \Phi * x$ **End****Paso 6.**

Resolver  $\ell^1$  (9) con el cual encontramos el vector de representación dispersa  $(\widetilde{\Delta I_1})$

**Paso 7.****Solución aparente**

$$\widetilde{\Delta I_1} = \arg \min_{\Delta I} \|\Delta I\|_1$$

### 5.3.3) Algoritmo 3: Orthogonal matching pursuit (OMP).

#### Pseudocódigo de la localización de falla mediante OMP.

**Paso 1.**

Ingresar base de datos de simulación de fallas de la red (Tabla 1).

**Paso 2.**

Definir las variables de entrada

$$\Phi = Z \in \mathcal{R}^{M \times N};$$

$$y = \Delta V \in \mathcal{R}^M$$

**Paso 3.**

Inicializar variables.

 $l = 0 \rightarrow$  Contador de iteraciones $r_0 = y \rightarrow$  Vector residuo**Paso 4.**

$x \rightarrow$  Reducir la señal original  $X$  en función de número de muestras

**Paso 5.****For** $l \in [0, 1, 2, \dots, n]$ Resolver  $\ell^1$ 

$$x^{(l+1)} = \arg \min \frac{|r_{l-1}, \phi_i|}{\|\phi_i\|}$$

 $y = \Phi * x$ **End****Paso 6.**

Resolver  $\ell^1$  (9) con el cual encontramos el vector de representación dispersa  $(\widetilde{\Delta I_1})$

**Paso 7.****Solución aparente**

$$\widetilde{\Delta I_1} = \min_{\Delta I_1} \|y - \sum \widetilde{\Delta I_{1,h}} \phi_h\|_{l_1}$$

## 6. Análisis de Resultados

Para el análisis del método propuesto se ha utilizado el modelo de la IEEE de 9 barras figura 7. Este modelo consta con características heterogéneas entre líneas y nodos, lo que hace que sea idóneo para la aplicación de esta metodología. DigSilent® es utilizado para modelar la red de transmisión de 9 barras con los parámetros antes mencionados, de donde se obtienen las magnitudes de tensiones eficaces [p.u.] en pre-falla y ocurrencia de falla, tomaremos en cuenta las Líneas de transmisión L1 y L2 para nuestro análisis.

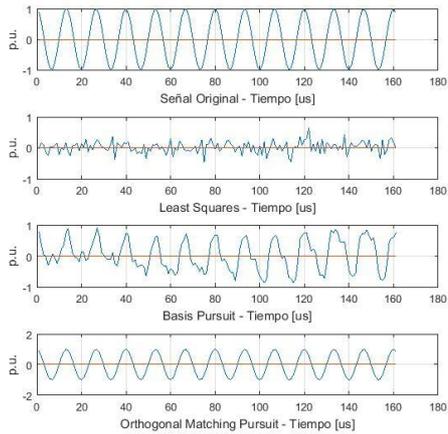
**Tabla 2.** Magnitud de tensión y corriente en las líneas (pre-falla).

	Voltaje (p.u)	Corriente (p.u) kA	Angulo (deg)
Línea 1	1	0,188	145,9
Línea 2	1	0,193	142,6

En la figura 6 podemos apreciar la reconstrucción de la señal de magnitud de voltaje (p.u) en pre-falla por CS, Basis Pursuit (BP), Orthogonal Matching Pursuit (OMP) y Least Squares (LS)

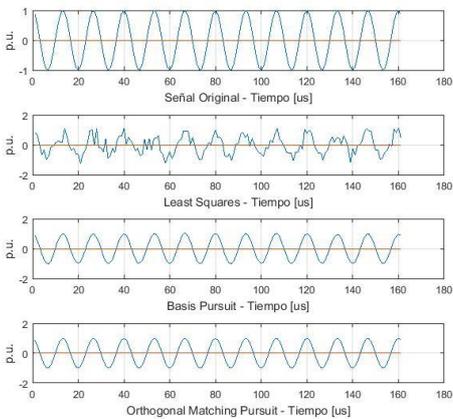
Se puede cuantificar el error de la señal original y la señal reconstruida para analizar el rendimiento de la teoría de sensado comprimido, utilizamos el porcentaje de diferencia cuadrática media, basado en la norma  $\ell^1$ .

$$\varepsilon_{\ell^1} = \frac{s.\text{original} - s.\text{reconstruida}}{s.\text{original}} * 100 \quad (12)$$



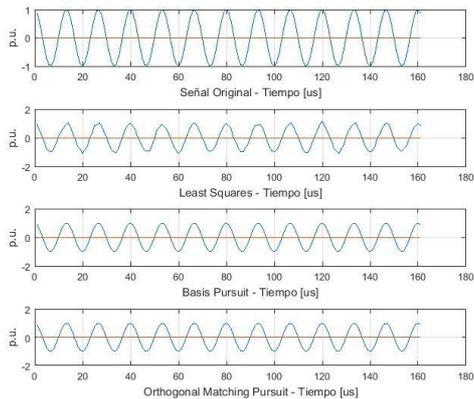
Numero de muestras 30%

a)



Numero de muestras 60%

b)



Numero de muestras 90%

c)

**Figura 6.** Reconstrucción de Magnitud de Tensión por CS (p.u.) pre falla. a)Reconstrucción con el 30% de datos, b)Reconstrucción con el 60% de datos, c)Reconstrucción con el 90% de datos.

Arrojándonos como resultado que la mejor reconstrucción es por OMP un algoritmo que nos facilita la recuperación

de señales de representación dispersa, con alta consistencia de ruido, teniendo en cuenta nuestra tolerancia en 1 (p.u.) mostrando un error muy bajo donde al tener el 30% de los datos de la señal original el error se encuentra entre el 4,34%. A su vez el BP con la misma cantidad del 30% de datos muestra un error del 40,37% y en última instancia LS presenta el 77,50% de error en la reconstrucción de la señal original con el 30% de datos.

En la tabla 3 se muestra los errores de reconstrucción correspondientes a LS, BP, OMP que se han sido obtenidos mediante la norma  $\ell_1$ , dichos errores se ha considerado porcentajes de 30% antes mencionados, adicionalmente mostramos el margen de error en la reconstrucción de la señal original con el 60% y 90% datos.

**Tabla 3.** Porcentaje de error en reconstrucción de la señal original en magnitud de tensión.

Porcentaje	LS	BP	OMP
30%	77,50	40,37	4,34
60%	48,44	16,15	0,92
90%	19,37	3,23	0,03

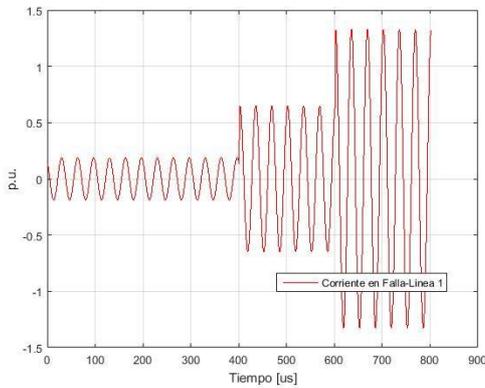
Mediante nuestro software DigSilent® se simulan la falla que tendremos en la línea 1 y línea 2, creando la base de datos de tensión en pre-falla y durante la falla, estos datos son los que ingresan al CS dándonos la ubicación estimada de la falla.

Cuando ocurre la falla se ve reflejada en una variación de señales tanto de corriente como de voltaje. La magnitud de tensión es analizada obteniendo una sub-tensión disparándose la corriente, conocida como corriente de falla.

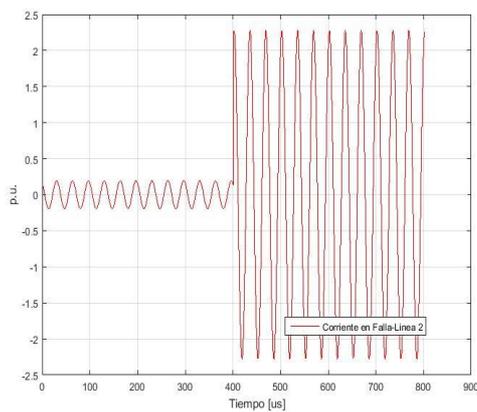
En la tabla 4 juntamente con la Figura 7 y 8 visualizamos la ocurrencia de falla en la Línea 1 y 2 respectivamente con un incremento de corriente:

**Tabla 4.** Incremento de Corriente en falla Línea 1 y 2.

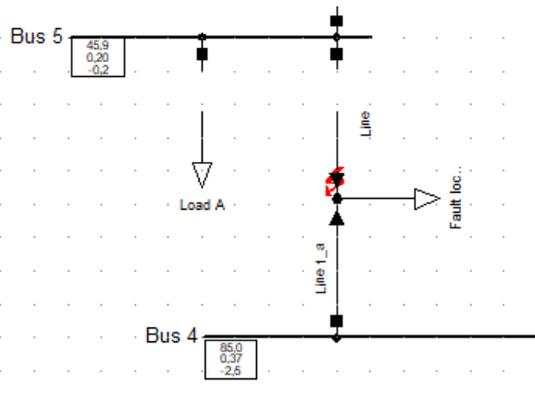
	I [kA] (p.u.)	Ik[kA] (p.u.)
Línea 1	0,188	0,65 - 1,33
Línea 2	0,193	2,28



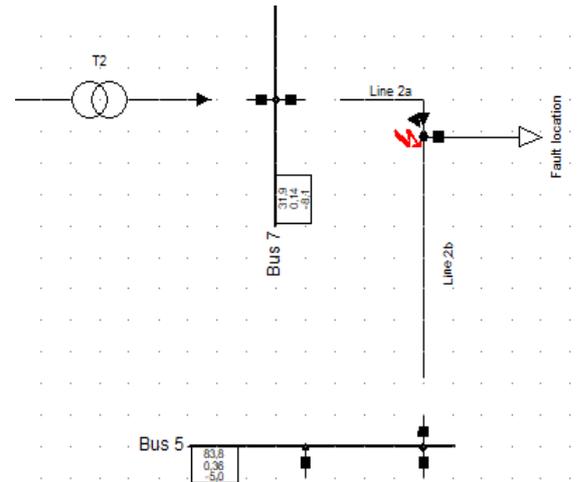
**Figura 7.** Ocurrencia de falla en la Línea 1.



**Figura 8.** Ocurrencia de Falla en la Línea 2.

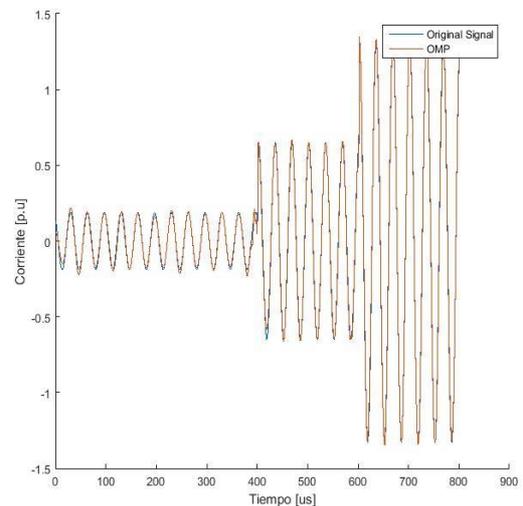


**Figura 9.** Simulación de falla en Línea 1 (DigSilent®)

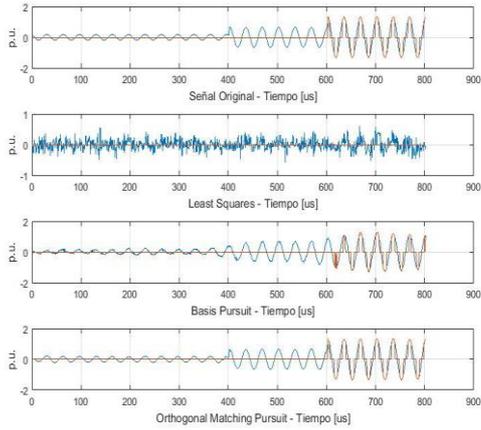


**Figura 10.** Simulación de falla en Línea 2 (DigSilent®)

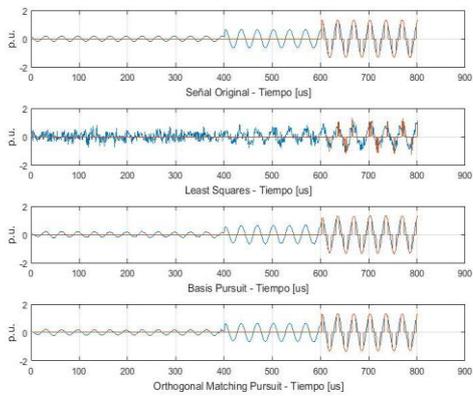
En la Figura 11 se muestra la localización de falla en la línea 1 cuando se aplica nuestro algoritmo CS, siendo la mejor opción OMP con el 60% de los datos de la señal original el error se encuentra en el 1,12%. BP con un error del 17,94% y LS con el mayor error del 62,97%. En la figura 15 podemos verificar los resultados de las señales dispersas en cada uno de los algoritmos de reconstrucción.



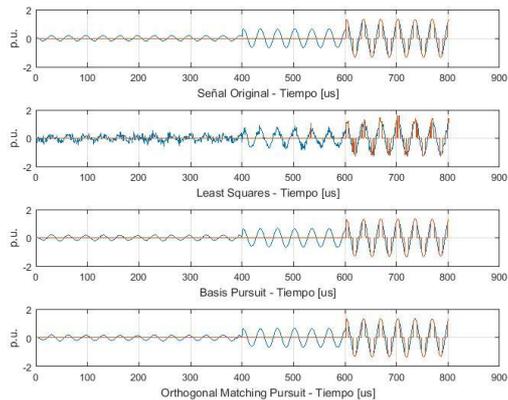
**Figura 11.** Localización de falla Línea 1 en magnitud de corriente (p.u.) OMP



Numero de muestras 30%  
a)



Numero de muestras 60%  
b)



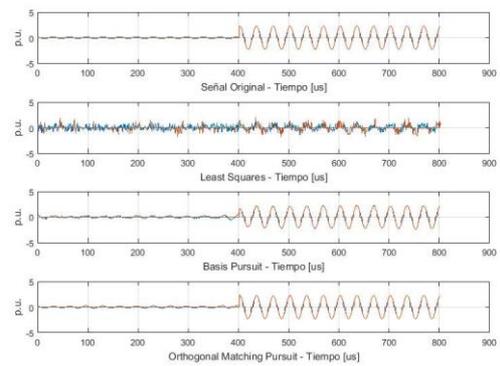
Numero de muestras 90%  
c)

**Figura 12.** Localización de falla por CS, a) Numero de muestras 30%, b) Numero de muestras 60%, c) Numero de muestras 90%.

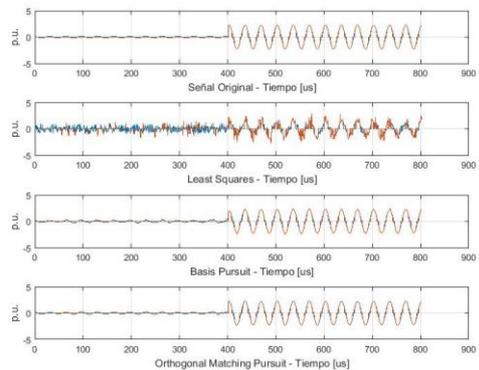
Observamos que en estas graficas el algoritmo LS es el menos eficiente, donde los errores de reconstrucción son muy

grandes ya con el 90% de los datos el error en la reconstrucción se ubica entre el 19,37%. Dándonos como resultado que la señal original con la señal obtenida de LS tiene muy poca similitud.

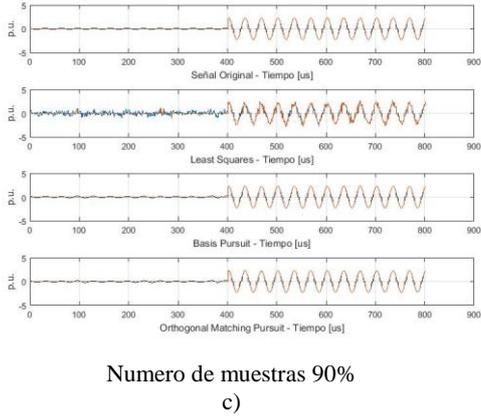
En la figura 13 podemos verificar las señales dispersas en cada uno de los algoritmos de reconstrucción, y teniendo nuestro resultado que OMP (figura 14) nos da una ubicación estimada de la falla con más precisión en comparación a nuestros otros algoritmos. A su vez observamos que en estas graficas el algoritmo LS es el menos eficiente, donde los errores de reconstrucción son muy grandes y es el algoritmo que posee un menor rendimiento, su comportamiento de la señal dispersa es muy inestable durante todo el proceso.



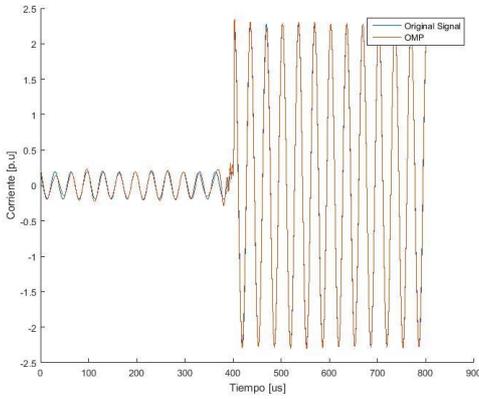
Numero de muestras 30%  
a)



Numero de muestras 60%  
b)



**Figura 13.** Localización de falla por CS, a) Numero de muestras 90%, b) Numero de muestras 60%, c) Numero de muestras 90%



**Figura 14.** Localización de falla Línea 2 en magnitud de corriente (p.u.) OMP

Para poder comprobar que estimamos la ubicación en que ocurre la falla debemos tomar en cuenta la inductancia  $L = [H/Km]$ , la capacitancia  $C = [uf/km]$ , y la distancia de cada línea, 1 y 2, datos que nos arroja nuestra simulación de 9 Barras IEEE en DigSilent®, así podemos encontrar el valor de la velocidad de onda (12) y el tiempo en que se demora la onda recorrer la línea (13), obteniendo la distancia estimada (14).

$$v = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}} [km/s] \quad (12)$$

$$T_t = \frac{l}{v} [s] \quad (13)$$

$$d = \frac{\Delta t - (t_2 - t_1)}{2} * v [km] \quad (14)$$

**Tabla 5.** Comparación de la distancia simulada con la distancia mediante nuestro algoritmo.

Distancia en que ocurre la falla			
	Simulada [km]	Algoritmo CS-OMP [km]	Error Relativo $[\epsilon_r]$
Línea 1	0,9	0,9202151	0,0022461
	0,1	0,0797849	0,0202151
Línea 2	0,4	0,426799	0,0066999
	0,6	0,573201	0,0044666

## 7. Conclusiones

Este trabajo propone un método de localización de fallas basado en Sensado Comprimido LS, BP, OMP dicho análisis implica la creación de bases de datos tanto de magnitudes de tensión como de corriente que al aplicar el CS calculamos un vector de representación disperso el cual determina la localización estimada de la falla en las líneas de transmisión.

La robustez de este método es el uso de menor cantidad de datos extraídos de las PMU en magnitud de tensión y corriente en ocurrencia de falla, lo que representa una clara ventaja frente a otros métodos de localización de fallas debido a que se consiguen mejores resultados en la localización estimada de falla.

Con la presentación de este modelo propuesto tenemos una herramienta que nos facilita tener la localización estimada de la falla de manera oportuna, mejorando la confiabilidad del SEP evitando daños en los equipos como interrupciones extendidas del servicio.

Como lo demuestran los resultados obtenidos el método de localización de fallas por Sensado Comprimido OMP propuesto es eficaz para las líneas que se desean analizar tanto en pre-falla como en ocurrencia de falla, demostrando que los márgenes de error son muy bajos y mejores a métodos con mayor grado de complejidad.

## 8. Referencias

- [1] M. Majidi, A. Arabali, and M. Etezadi-Amoli, "Fault Location in Distribution Networks by Compressive Sensing," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 4, pp. 1761–1769, 2015.
- [2] G. B. Zou and H. L. Gao, "Extra high speed hybrid protection scheme for high voltage transmission line," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 83–90, 2014.
- [3] F. V. Lopes, B. F. Küsel, K. M. Silva, D. Fernandes, and W. L. A. Neves, "Fault location on transmission lines little longer than half-wavelength," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 114, pp. 101–109, 2014.
- [4] A. A. Yusuff, A. A. Jimoh, and J. L. Munda, "Fault location in transmission lines based on stationary wavelet transform, determinant function feature and support vector regression," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 110, pp. 73–83, 2014.
- [5] D. Carrión, J. W. González, and G. J. López, "Optimal Fault Location in Transmission Lines Using Hybrid Method," *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf.*, vol. 1, p. 6, 2017.
- [6] M. Wen, D. Chen, and X. Yin, "An energy differential relay for long transmission lines," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 497–502, 2014.
- [7] S. A. Gafoor and P. V. R. Rao, "Wavelet Based Fault Detection, Classification and Location in Transmission Lines," *2006 IEEE Int. Power Energy Conf.*, vol. 1, pp. 114–118, 2006.
- [8] S. Das, N. Karnik, and S. Santoso, "Distribution fault-locating algorithms using current only," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 3, pp. 1144–1153, 2012.
- [9] S. Province, "A Fault Detection and Isolation Algorithm for Distribution Systems Containing Distributed Generations," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 1, no. 2, pp. 1753–1756, 2011.
- [10] R. P. F. Pabón, "Diagnóstico de Fallas en Sistemas Eléctricos de Distribución Mediante la Transformada de Wavelet," *Repos. Digit. Univ. Politécnica Sales.*, vol. 1, 2016.
- [11] C. Orozco-Henao, J. Mora-Flórez, and S. Pérez-Londono, "A robust method for single phase fault location considering distributed generation and current compensation," *Proc. 2012 6th IEEE/PES Transm. Distrib. Lat. Am. Conf. Expo. TD-LA 2012*, vol. 1, pp. 1–7, 2012.
- [12] M. Razzaque and S. Dobson, "Energy-Efficient Sensing in Wireless Sensor Networks Using Compressed Sensing," *Sensors*, vol. 14, no. 2, pp. 2822–2859, 2014.
- [13] J. Ren, S. S. Venkata, and E. Sortomme, "An accurate synchrophasor based fault location method for emerging distribution systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 1, pp. 297–298, 2014.
- [14] R. A. F. Pereira, L. G. W. da Silva, M. Kezunovic, and J. R. S. Mantovani, "Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 2, pp. 852–862, 2009.
- [15] Z. He, S. Lin, Y. Deng, X. Li, and Q. Qian, "A rough membership neural network approach for fault classification in transmission lines," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 429–439, 2014.
- [16] J. Haupt, W. U. Bajwa, M. Rabbat, and R. Nowak, "Compressed

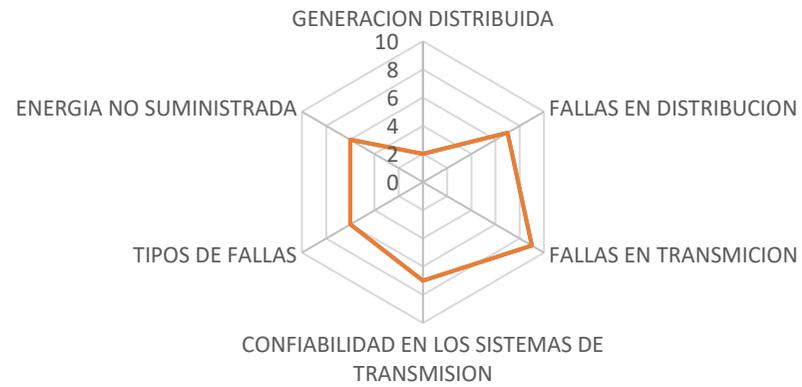
- sensing for networked data: A different approach to decentralized compression,” *IEEE Signal Process. Mag.*, vol. 25, no. 2, pp. 92–101, 2008.
- [17] J. Inga-Ortega, E. Inga-Ortega, C. Gómez, and R. Hincapié, “Electrical load curve reconstruction required for demand response using compressed sensing techniques,” *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. - Lat. Am. ISGT Lat. Am. 2017*, vol. 2017–Janua, 2017.
- [18] D. L. Donoho, “Compressed sensing,” *IEEE Trans. Inf. Theory*, vol. 52, no. 4, pp. 1289–1306, 2006.
- [19] Z. Tan, P. Yang, and A. Nehorai, “Joint Sparse Recovery Method for Compressed Sensing with Structured Dictionary Mismatch,” *Arxiv*, vol. 62, no. 19, pp. 1–22, 2013.
- [20] J. Flórez, “Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento,” *Univ. Girona*, vol. I Volumen, p. 151, 2007.
- [21] S. S. Gururajapathy, H. Mokhlis, and H. A. Illias, “Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, no. January, pp. 949–958, 2017.
- [22] V. Duarte, Marco; Cameron, “Compressive Sensing for Signal Ensembles,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 1, pp. 244–250, 2009.
- [23] J. L. Paredes and G. R. Arce, “Compressive sensing signal reconstruction by weighted median regression estimates,” *IEEE Trans. Signal Process.*, vol. 59, no. 6, pp. 2585–2601, 2011.
- [24] M. Arciniega, “Detección y análisis armónico en señales eléctricas usando sensado comprimido para evaluación de la calidad de energía,” *Repos. Digit. Univ. Politécnica Sales.*, vol. 1, pp. 1–35, 2018.
- [25] S. F. and H. Rauhut, “A mathematical introduction to compressive sensing,” *Am. Math. Soc.*, vol. 54, no. 1, pp. 151–165, 2017.
- [26] P. Andrade, “Reconstrucción de la curva de carga eléctrica residencial a partir de selección muestral usando sensado comprimido,” *Repos. Digit. Univ. Politécnica Sales.*, vol. 1, pp. 1–40, 2017.
- [27] R. G. Baraniuk, “Compressive Sensing [Lecture Notes],” *IEEE Signal Process. Mag.*, vol. 24, no. July, pp. 118–121, 2007.
- [28] C. Chen, J. Huang, L. He, and H. Li, “Preconditioning for accelerated iteratively reweighted least squares in structured sparsity reconstruction,” *Proc. IEEE Comput. Soc. Conf. Comput. Vis. Pattern Recognit.*, vol. 1, pp. 2713–2720, 2014.
- [29] A. Y. Yang, Z. Zhou, A. G. Balasubramanian, S. S. Sastry, and Y. Ma, “Fast  $\ell_1$ -minimization algorithms for robust face recognition,” *IEEE Trans. Image Process.*, vol. 22, no. 8, pp. 3234–3246, 2013.
- [30] E. Astaiza Hoyos, P. E. Jojoa Gómez, and H. F. Bermúdez Orozco, “Compressive sensing: A methodological approach to an efficient signal processing,” *Dyna*, vol. 82, no. 192, pp. 203–210, 2015.
- [31] A. G. R. Perez, “Fuzzy Logic Application in Power System Fault Diagnosis,” *Indian J. Comput. Sci. Eng.*, vol. 2, no. 4, pp. 554–558, 2011.

## 9. Matriz Estado del Arte

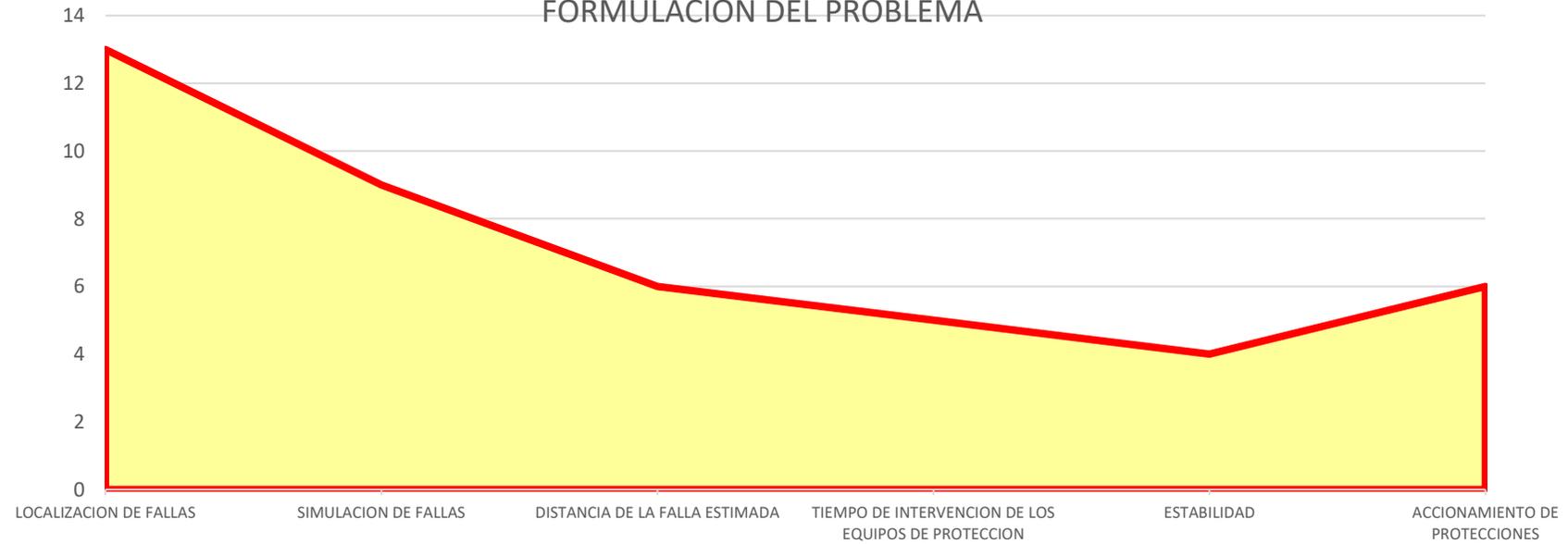
LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO SENSANDO COMPRIMIDO																																			
DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA												
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	GENERACION DISTRIBUIDA	FALLAS EN DISTRIBUCION	FALLAS EN TRANSMISION	CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISION	TIPOS DE FALLAS	ENERGIA NO SUMINISTRADA	LOCALIZACION DE FALLAS	SIMULACION DE FALLAS	DISTANCIA DE LA FALLA ESTIMADA	TIEMPO DE INTERVENCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN	ESTABILIDAD	ACCIONAMIENTO DE PROTECCIONES	TIEMPO DE LA INTERVENCIÓN A LA FALLA	DETECCION DE LA FALLA	FRECUENCIA DE FALLAS	ESTIMACION DE LA DISTANCIA	COSTO DE LA CONFIABILIDAD	SENSADO COMPRIMIDO	ANALISIS MATEMATICO PARA LA LOCALIZACION DE FALLAS	ANALISIS PRE Y POS FALLA	GENERACION DE BASE DE DATOS	ANALISIS ESTADISTICO	PROCESAMIENTO DE SEÑALES	WAVELET	ALGORITMO DE LOCALIZACION DE FALLAS	MINIMIZACION DE FALLAS	SENSADO COMPRIMIDO	MINIMIZAR PERDIDAS MEDIANTE MEDIDORES INTELIGENTES	EFICIENCIA ENERGETICA	ESTABILIZADOR DEL SISTEMA		
1	2014	Fault Location in Distribution Networks by Compressive Sensing.	\cite{M.Majidi2014}	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
2	2014	Extra high speed hybrid protection scheme for high voltage transmission line	\cite{G.B.Zou,2014}	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
3	2014	Fault location on transmission lines little longer than half-wavelength	\cite{FV Lopes,2014}	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
4	2014	Fault location in transmission lines based on stationary wavelet transform, determinant function feature and support vector regression	\cite{AA Yusuff,2014}	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
5	2014	An energy differential relay for long transmission lines	\cite{M. Wen,2014}	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6	2006	A new wavelet based fault detection, classification and location in transmission lines	\cite{SA Gafoor,2014}	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	2012	Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines	\cite{IEEE,2012}	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	2012	Distribution fault- locating algorithms using current only	\cite{S. Das,2012}	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	2011	A fault detection and isolation algorithm for distribution systems containing distributed generations	\cite{[9] L. Shu-guang,2011}	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
10	2016	Diagnóstico de Fallas en Sistemas Eléctricos de Distribución mediante La Transformada de Wavelet	\cite{F. Pabón and R. Pérez,2016}	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

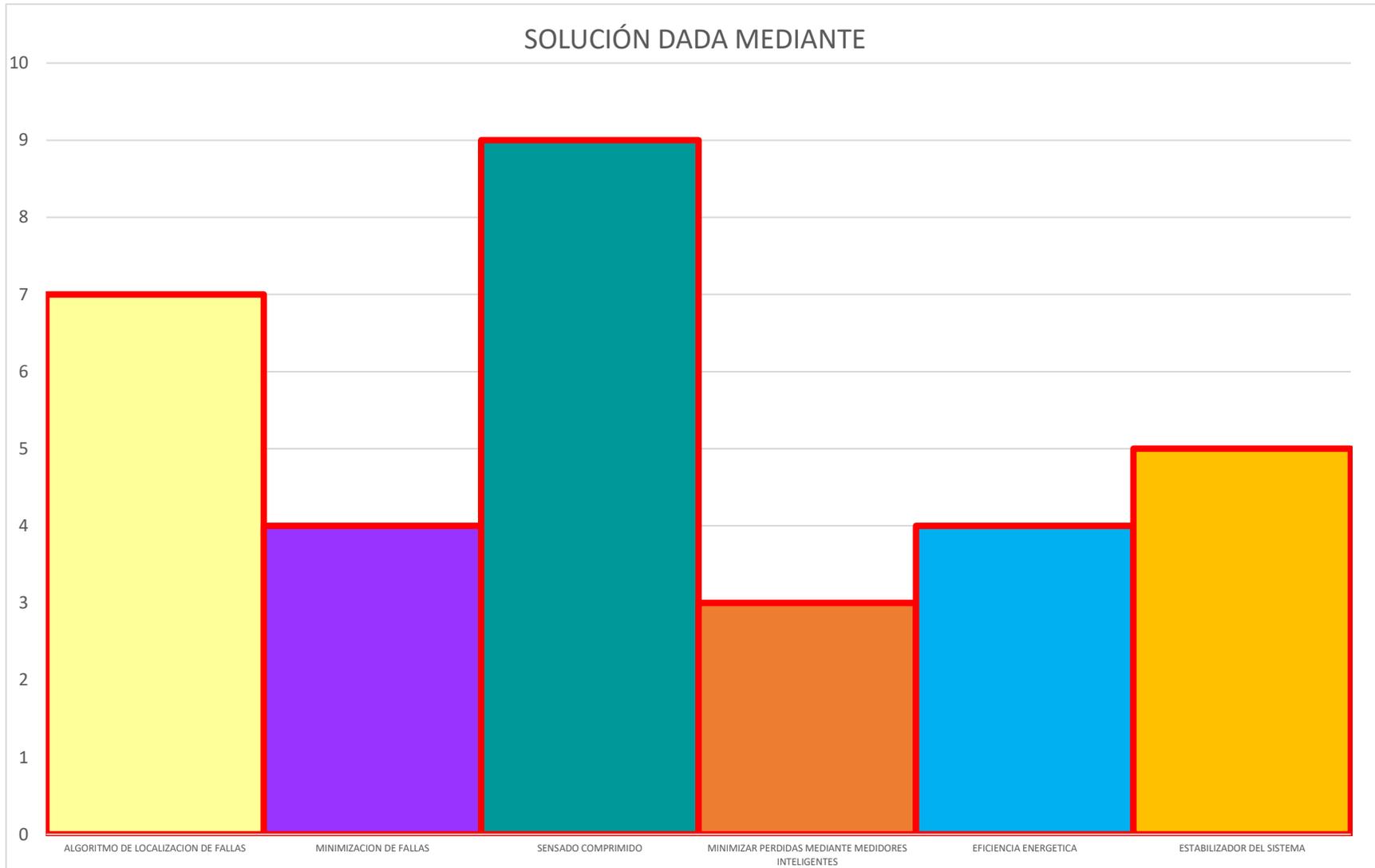


## TEMÁTICA



## FORMULACIÓN DEL PROBLEMA





**Tabla 3.- Resumen e Indicadores del estado del art**

