Universidad de La Salle
Ciencia Unisalle

Ingeniería Eléctrica | Facultad de Ingeniería

1-1-2015

Implementación de algoritmo para determinar la localización de Sags y sus causas en redes de distribución

Johnathan William Rojas Rodríguez
Universidad de La Salle, Bogotá

Jonathan Alexander Giraldo Monsalve
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Rojas Rodríguez, J. W., & Giraldo Monsalve, J. A. (2015). Implementación de algoritmo para determinar la localización de Sags y sus causas en redes de distribución. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/143

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO PARA DETERMINAR LA LOCALIZACIÓN DE SAGS Y SUS CAUSAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

JOHNATHAN WILLIAM ROJAS RODRÍGUEZ

JONATHAN ALEXANDER GIRALDO MONSALVE

UNIVERSIDAD DE LA SALLE

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ D.C, COLOMBIA

2015

IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO PARA DETERMINAR LA LOCALIZACIÓN DE SAGS Y SUS CAUSAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Autores:

JOHNATHAN WILLIAM ROJAS RODRÍGUEZ

JONATHAN ALEXANDER GIRALDO MONSALVE

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

ING. CARLOS ADRIÁN CORREA FLÓREZ

UNIVERSIDAD DE LA SALLE

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ D.C, COLOMBIA

2015

Copyright © 2015 by Jonathan Giraldo & Johnathan Rojas. Todos los derechos reservados.

Dedicatoria

"Me gustaría dedicar este trabajo de grado a Dios, porque me ha dado sabiduría y Fuerza para superar los obstáculos de mi vida.
A mi padre William y mi madre Rosa por su apoyo incondicional, amor y sacrificio, Hoy por hoy soy quien soy gracias a ellos.
A mi hermana Cindy por su apoyo y ser el ejemplo de un hermano mayor.
A mi sobrina María José, para que veas en mi un ejemplo a seguir".

Johnathan Rojas Rodríguez

"A Dios que me ha brindado la sabiduría y el entendimiento para llegar a este punto tan importante de mi vida, a mi familia quien ha sido el principal apoyo fortaleza y fuente de energía en este proceso, a mi madre quien ha sabido llevar y compartir mis tristezas , amarguras y alegrías en el transcurso de mi vida , ella la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, a mi padre por sus consejos, valores y apoyo incondicional, ha sido mi principal figura a seguir , finalmente agradezco a todos aquellos que han contribuido para bien en este proceso.
¡Gracias a todos¡

Jonathan Alexander Giraldo Monsalve

Agradecimientos

A la persona que sin importar el momento ni el lugar siempre estuvo presente en el desarrollo de este trabajo de grado, aportando todos sus conocimientos en el tema:

Ing. Carlos Adrián Correa Flórez. Docente Universidad De La Salle. Director de trabajo de grado.

A todos y cada uno de los profesores de la Facultad de ingeniería eléctrica y departamento de ciencias básicas de la Universidad de la Salle por ser gestores de nuestra formación profesional.

Abstract

This document offers a method that locate generators disturbances customers in the electric power system, specifically voltage reductions (known as sags) as these disturbances are the most commons affecting the power quality.

The methodology allows to determine the cause of sags and as well the relative location of the event, previously made a classification of the most common sags as network failures, starting motors and transformers energizing in ATP-EMTP. From their features some rules are proposed to determine the relative location of origin of events leading to voltage sags. The results of the simulations in IEEE 13 nodes test feeder and CODENSA Fundicom circuit are used to perform a database with sags. The validation of the methodology is developed in Matlab having as input the database, providing a simple tool that can identify the relative location and type of event.

Keywords: Power quality, relative location, harmonic components, voltage sags.

Tabla de Contenidos

1 Introducción 10
1.1 Planteamiento del problema 11
1.2 Antecedentes de metodologías para la localización de huecos de tensión 12
1.3 Objetivos 15
2 Formulación 16
2.1 Características de los sags 16
2.2 Principales causas de los huecos de tensión 17
2.3 Estrategias para la ubicación relativa de huecos de tensión (SAGs) 20
2.3.1 Fallas en la red 20
2.3.2 Arranque de motores de inducción 22
2.3.3 Energización de transformadores 25
2.4 Selección de valores umbral 27
2.5 Formulación de algoritmo 29
3 Pruebas y resultados 32
3.1 Pruebas IEEE 13 Nodos ubicación de medidores 1 32
3.2 Pruebas IEEE 13 Nodos ubicación de medidores 2 35
3.3 Pruebas circuito FUNDICOM-CODENSA 37
3.3.1 Selección de umbrales circuito CODENSA 39
3.4 Análisis general de resultados 40
4 Conclusiones y recomendaciones 43
4.1 Conclusiones 43
4.2 Recomendaciones 44
5 Lista de referencias 45
ANEXOS 46
A. SISTEMA DE PRUEBA IEEE 13 Nodos 46
B. SISTEMA DE PRUEBA CODENSA 52
C. CARACTERISTICAS SIMULACION SAGS 55
D. RESUMEN RESULTADOS BASE DE DATOS 56
E. ALGORITMO EN MatLab 59

Lista de tablas

Tabla 1.1 Variables de decisión usadas en el estado del arte 14
Tabla 2.1. Resultados para tres tipos de sags en el sistema IEEE 13 Nodos. 28
Tabla 2.2 Umbrales de decisión sistema IEEE 13 Nodos 28
Tabla 2.3 Características acorde al tipo de sag 29
Tabla 3.1 Resultados arranque motor de inducción N680 33
Tabla 3.2 Resultados Falla trifásica N633 33
Tabla 3.3 Resultados Energización de transformador N692 34
Tabla 3.4 Componentes armónicas de corriente en nodo 692 34
Tabla 3.5 Resultados arranque motor de inducción N675 35
Tabla 3.6 Resultados Falla en Transformador 1 36
Tabla 3.7 Resultados energización de transformador N680 37
Tabla 3.8 Resultados falla trifásica en N30 38
Tabla 3.9 Resultados arranque motor de inducción en N21 38
Tabla 3.10 Resultados energización de transformador N32 39
Tabla 3.11 Umbrales de decisión circuito Fundicom 39
Tabla 3.12 Matriz de confusión con los resultados del sistema IEEE 13 Nodos 41
Tabla 3.13 Matriz de confusión con los resultados del Sistema Fundicom 42
Tabla A.1 Configuración de datos línea aérea 47
Tabla A.2 Configuración de datos línea subterránea 47
Tabla A.3 Configuración de las líneas 47
Tabla A.4 Parámetros de los transformadores del sistema 48
Tabla A.5 Parámetros del banco de capacitores 49
Tabla A.6 Cargas concentradas del sistema de prueba 51
Tabla A.7 Cargas concentradas del sistema de prueba 51
Tabla B.1 Parámetros sistema de prueba Fundicom 55
Tabla D.1 Resultados del algoritmo en sistema IEEE 13 Nodos 58
Tabla D.2 Resultados del algoritmo en sistema Fundicom CODENSA 59

Lista de figuras

Figura 1.1 Identificación de áreas desde el punto de monitorización. 12
Figura 1.2 Circuito equivalente para calcular la distancia de falla. 13
Figura 2.1 Caída de tensión SAG. 16
Figura 2.2 Posibles causas del voltaje SAG según el nivel de tensión. 17
Figura 2.3 Causas principales de huecos de tensión en sistemas de distribución de energía 18
Figura 2.4 Sistema IEEE 13 nodos (Radial) 18
Figura 2.5 Sistema de distribución radial IEEE 13 Nodos en ATP 19
Figura 2.6 Sag de falla trifásica medidor cinco (Sentido de medición aguas arriba) 20
Figura 2.7 Corriente durante el sag de Falla trifásica 21
Figura 2.8 SAG por arranque motor de inducción registrado por el Medidor 4 23
Figura 2.9 Corriente durante arranque de motor registrada por el Medidor 4. 23
Figura 2.10 Potencia activa durante el SAG de motor de inducción 24
Figura 2.11 SAG por energización de transformador en nodo 633 25
Figura 2.12 Corriente durante energización de transformador registrada por Medidor 2 ... 26
Figura 2.13 Contenido de armónicos de corriente durante la energizacion del transformador. 26
Figura 2.14 Algoritmo para localizar huecos de tensión y su causa 30
Figura 2.15 Diagrama unifilar circuito CODENSA 31
Figura 3.1 Eventos generados en sistemas de prueba 32
Figura 3.2 Ubicación de medidores 2 sistema IEEE 13 nodos 35
Figura A.1 a) IEEE 13 node test feeder b) Sistema en ATP 46
Figura B.1 a) Diagrama unifilar CODENSA b) Sistema CODENSA en ATP 52
Figura C.1 Modelo falla trifásica a tierra 55
Figura C.2 Modelo motor de inducción 56
Figura C.3 Modelo transformador trifásico 56
Figura C.4 Modelo Fourier 56

1 Introducción

El proceso de conservar y mejorar la calidad del suministro eléctrico genera beneficios y confiabilidad a los usuarios; un caso adverso que perjudique este proceso (AC. Parsons, 2000) puede ser penalizado por la ley. Por tal motivo es importante analizar, estudiar, caracterizar e identificar fenómenos y perturbaciones que perjudican la calidad de potencia suministrada a los clientes por las empresas prestadoras de este servicio.

Este proyecto se enfoca en una de las perturbaciones más perjudiciales y frecuentes en los sistemas de distribución de energía eléctrica, este tipo de perturbaciones se manifiestan y se reconocen en primer lugar por el efecto que tienen sobre los valores de operación más relevantes en el sistema, estas perturbaciones son conocidas como huecos de tensión o SAGS.

Por tal motivo se concibe la oportunidad de realizar un estudio detallado del comportamiento y causas más relevantes por las cuales se genera este tipo de perturbaciones, generando de igual manera la necesidad de encontrar e identificar la ubicación o el origen de donde proviene este fenómeno referente al sistema eléctrico de estudio. Concibiendo como objetivo general de este trabajo la implementación de un algoritmo para determinar la localización de huecos de tensión y sus principales causas en las redes de distribución.

Como consecuencia de lo expuesto se referencia el artículo (Kyoung-Nam Kim, 2004) el cual de manera analítica implementa un algoritmo que identifica y caracteriza las causas más comunes de huecos de tensión, llevando así a una adquisición de datos relevantes respecto al tema de estudio, por tal motivo se toma como referencia y punto focal de partida para el desarrollo de este trabajo. De igual manera se tiene presente y se estudian otro tipo de artículos los cuales nos dan un enfoque claro de los efectos negativos, características y consideraciones importantes de los sags (Sánchez, 2007).

Por tal motivo para alcanzar el objetivo general se realizan diferentes simulaciones de un sistema de distribución en el software (ATP-EMTP), en el cual se realiza la implementación de las diferentes causas y efectos de los sags. Los resultados de estas simulaciones sirven para establecer el ciclo y la estructura del algoritmo diseñado en Matlab.

Finalmente se interpretan los resultados para validar las principales causas generadoras de estas perturbaciones. Por medio del algoritmo implementado se llega al objetivo, identificando causa y origen de los sags. De igual manera las simulaciones permiten identificar las principales características y efectos manifestados en los sistemas de distribución.

1.1 Planteamiento del problema

Es necesario que los sistemas de distribución cumplan criterios o valores de referencia que se encuentran establecidos en las normas y decretos nacionales como (ICONTEC, 2008), (CREG, 2012), (MINMINAS, 2014) e internacionales como IEC 60000, IEEE 1159, IEEE 519, entre otros; referentes a calidad de la potencia de la energía eléctrica. Entre los diferentes aspectos que se consideran en la calidad de la energía se encuentran:

- Forma de onda.
- Continuidad del servicio.
- Aspectos económicos.
- Pérdidas en la red.

La forma de onda puede ser perturbada en frecuencia, magnitud, desfases, dando origen a sags, elevaciones, parpadeos, interrupciones, armónicos, entre otros. Todas estas perturbaciones disminuyen el uso eficiente de la energía eléctrica, ya que suelen transformarse en pérdidas. En particular los huecos de tensión son perturbaciones que disminuyen la eficiencia del sistema eléctrico.

En este contexto el proyecto plantea minimizar daños y afectaciones sobre la red, encontrando los sags dado que esta perturbación es una de las más frecuentes en Colombia.

1.2 Antecedentes de metodologías para la localización de huecos de tensión

La ubicación de fuentes de sags es un tema de interés para el mejoramiento de la calidad de energía y el suministro eléctrico, esta puede ser una localización relativa o exacta. Encontrar la localización relativa es identificar la fuente respecto a un punto de monitoreo, haciendo posible determinar si el sag se encuentra adelante o atrás del medidor. Por otra parte la localización exacta intenta determinar el punto preciso de origen de la perturbación.

En algunas investigaciones (AC. Parsons, 2000), (Kyoung-Nam Kim, 2004) y (Seon-Ju Ahn, 2008) se explora la ubicación relativa de los huecos de tensión, su localización se da ya sea aguas arriba o aguas abajo de la dirección en la que fluye la energía en el monitor; La localización de los sags es realizada censando diferentes variables como lo son corriente, potencia, componentes armónicas, entre otras, para luego ser comparada con valores de umbral[1]. Por lo general en sistemas de distribución los medidores censan el flujo en la dirección fuente-carga (ver figura 1.1), Aguas arriba (Up area) y Aguas abajo (Down area).

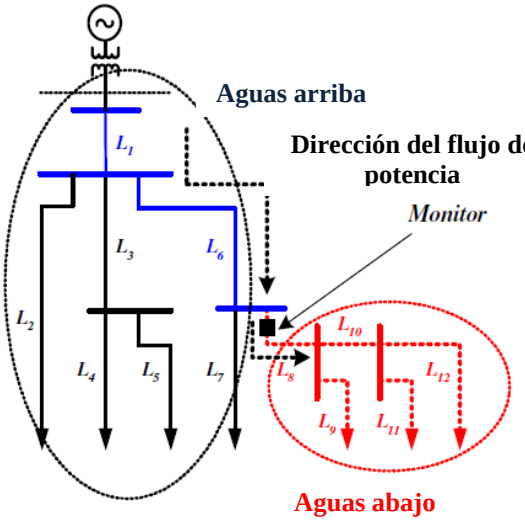


Figura 1.1 Identificación de áreas desde el punto de monitorización.
Tomado de (Seon-Ju Ahn, 2008)

De acuerdo a diversas investigaciones publicadas podemos apreciar que los métodos de ubicar fuentes de sags varían principalmente en las mediciones que contemplan dichas metodologías. Un ejemplo de ello es en (N. Hamzah, 2009) donde se presenta un nuevo algoritmo para la ubicación de sags mostrando los índices de desarrollo en componentes de

[1] Los valores umbral representan valores de referencia que se tienen en cuenta como variable de decisión. Es la tasa de cambio que relaciona la magnitud previa y durante el sag, estos valores varían dependiendo de la falla o máquina eléctrica que se esté simulando.

corriente (CCI). Se utilizan los valores de corriente RMS y el ángulo del factor de potencia en el punto de monitoreo para la ubicación de dichos sags; Si la magnitud del CCI durante el hundimiento es mayor que la magnitud de CCI antes del sag, indica que la fuente de sag se encuentra enfrente del punto de monitoreo, en caso contrario la fuente del sag está atrás del punto de monitoreo.

En (E. Belenguer C. R., 2002) se modifica el análisis basándose en los cambios de la potencia instantánea que se calcula por valores de tensión y corriente registrados por el dispositivo de grabación durante el estado transitorio. La técnica de (Seon-Ju Ahn, 2008) presenta un método para determinar la ubicación relativa de la fuente de huecos de tensión con una medición adicional, el THDi. Para ello se utilizan diferentes monitores los cuales muestran valores pre y pos evento respecto a las corrientes, flujo de potencia y armónicos en el sistema, esta información permite implementar en algoritmo en una secuencia de mediciones específica.

En (J. Blanco, 2013) se presenta un nuevo algoritmo para la ubicación de los sags de tensión basado solamente en medidas de tensión. El algoritmo planteado evalúa la calidad de energía, la caracterización y la información de registro obtenida por los monitores de la red de distribución. La secuencia positiva de la tensión es el principal factor a medir para el algoritmo.

Otro de los aspectos fundamentales es la localización exacta del sag, análisis similar a la localización de fallas. Su principal diferencia con el método relativo es la incorporación del sistema eléctrico contemplado en (Dong-Jun Won, 2006) para hallar la distancia exacta del sag (Ver figura 1.2). Como casos más relevantes encontramos (P. Jarventausta, 1994) que utiliza datos del sistema SCADA con algoritmos basados en redes neuronales y la técnica "Learning Algorithm for multivariable data analysis" LAMDA de (J. Mora, 2007) basados en programación dinámica, inteligencia artificial y adquisición por medio de transformadas de Fourier y Wavelet (Wang, 2007).

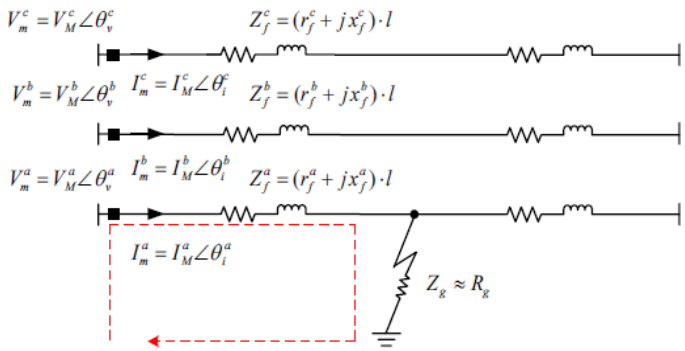


Figura 1.2 Circuito equivalente para calcular la distancia de falla.
Tomado de (Dong-Jun Won, 2006)

Para concluir, diferentes metodologías que buscan mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica por medio de la localización de sags, han sido estudiadas en diversas investigaciones, artículos y proyectos de grado. Estas utilizan mediciones eléctricas resumidas en la tabla 2.1 que cuantifican el evento sucedido y son utilizadas como variables de decisión para localizar la perturbación. Estas investigaciones son de gran valor teniendo presente la importancia que contrae la calidad de energía eléctrica.

Referencia bibliográfica	Variables de medición								
	Voltaje [V]	Corriente [A]	THDI [%]	Potencia [W]	Factor de Potencia	Angulo Z [°]	Secuencia + de tensión	Tiempo [seg]	Angulo de fase [°]
(P. Jarventausta, 1994)	X	X						X	
(Wang, 2007)	X								X
(Seon-Ju Ahn, 2008)		X	X	X					
(N. Hamzah, 2009)		X			X	X			
(E. Belenguer C. R., 2002)	X	X							
(J. Blanco, 2013)	X						X		
(Dong-Jun Won, 2006)	X							X	
(J. Mora, 2007)	X	X				X	X		

Tabla 1.1 Variables de decisión usadas en el estado del arte

1.3 Objetivos

Objetivo general:

Desarrollar un algoritmo capaz de ubicar clientes generadores de huecos de tensión en un sistema de distribución predeterminado.

Objetivos específicos:

- Describir causas de fuentes de sags frecuentes en sistemas de distribución de energía eléctrica a partir de descriptores.

- Evaluar el cumplimiento de la metodología en sistemas de prueba de distribución de energía eléctrica teniendo en cuenta diferentes causas de sags.

- Comparar e identificar causas características de huecos de tensión en el software ATP-EMTP y en el algoritmo.

2 Formulación

En el presente capítulo se realiza una descripción de las características y principales causas de los huecos de tensión en sistemas de distribución. Para investigar como pueden ser extraídas las diferentes características de cada tipo de sag se simulan huecos de tensión en el sistema IEEE de 13 nodos y Fundicom; el análisis de los resultados será de vital importancia para desarrollar las reglas de decisión que serán plasmadas en el algoritmo.

2.1 Características de los sags

Para conocer las causas principales de los huecos de tensión, es necesario entender previamente las características principales de los mismos. Según la IEEE 1159-1995 los huecos de tensión (SAG) son disminuciones momentáneas del valor rms de la señal de tensión, se pueden clasificar según su duración en instantáneos, momentáneos y temporales dados en (PQ, 2008). El valor rms disminuye a un valor entre 0.1 – 0.9 por unidad con relación al valor nominal, ver figura 2.1.
Otra forma de clasificación es dada por su forma, en la que un hueco rectangular es común en fallas en el sistema y un hueco no rectangular es causado por cargas rotativas y otras energizadas de forma transitoria.

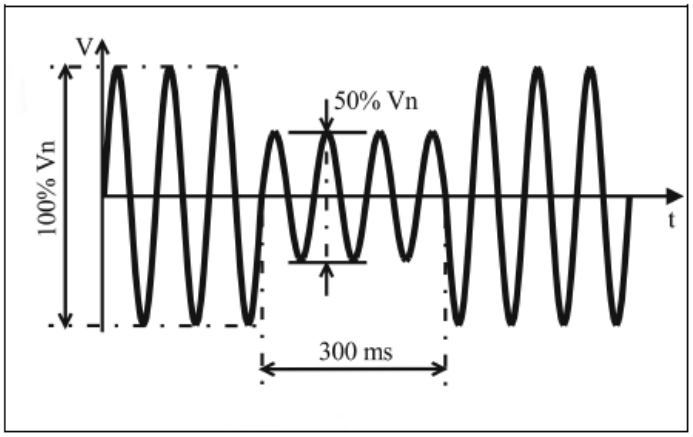


Figura 2.1 Caída de tensión SAG.
Tomado de (Nicolás Louzán Pérez, 2012)

Generalmente estos hundimientos de tensión se presentan en redes de distribución dados los posibles factores que originan este fenómeno, aunque no siempre ocurren en bajos niveles de tensión ver figura 2.2; algunas causas frecuentes son cortocircuitos, operaciones de conmutación, arranque de motores, entre otras. (E. Belenguer C. R., 2002).

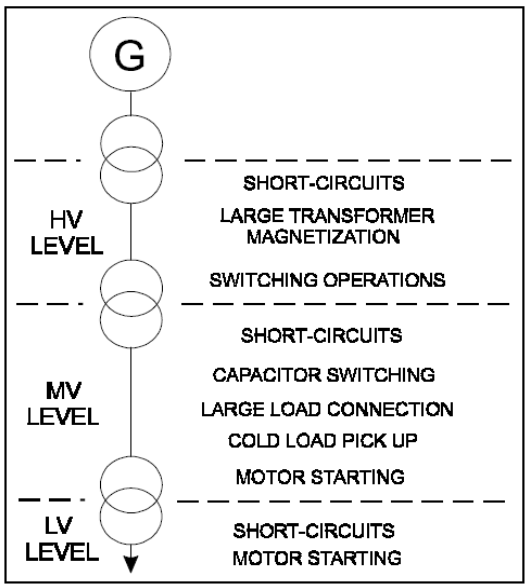


Figura 2.2 Posibles causas del voltaje SAG según el nivel de tensión.
Tomado de (E. Belenguer C. R., 2002)

Debido a que los sags son medidos en la señal de tensión, las características del sag se pueden expresar en:

- Magnitud del hueco de tensión
- Porcentaje caída de tensión
- Duración caída de tensión
- Punto de inicio del hueco de tensión
- Punto de recuperación del hueco de tensión
- Salto del ángulo de fase

2.2 Principales causas de los huecos de tensión

En los sistemas de distribución las causas más comunes de sags son desconocidas, su duración es instantánea (6 – 20 ciclos) ya que es el tiempo usual en el que las protecciones despejan una falla y la caída del voltaje es aproximadamente el 80 % del valor nominal en los circuitos paralelos.

Para (Plata, 2002) las principales causas generadoras de sags se dividen en internas y externas, tal como se muestra en el Figura 2.3.

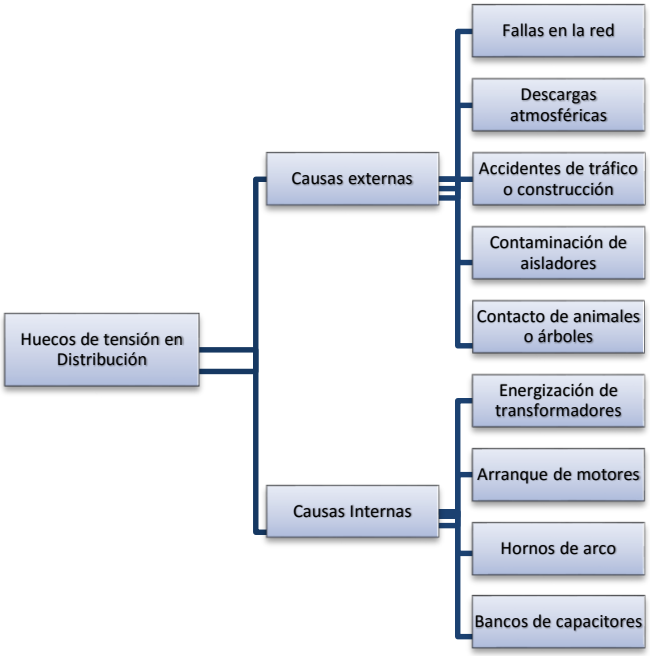


Figura 2.3 Causas principales de huecos de tensión en sistemas de distribución de energía

Teniendo en cuenta las causas preliminares además de la importancia en el proyecto de aplicación, las causas externas son agrupadas en fallas de red con impedancias de falla variable; las causas internas como arranque de motores de inducción y energización de transformadores cobran importancia dada su continua ocurrencia. Estas causas serán objeto de estudio y analizadas en el sistema de prueba IEEE 13 nodos (Sistema de distribución radial) figura 2.4, en donde se referencia la ubicación de cada uno de los medidores.

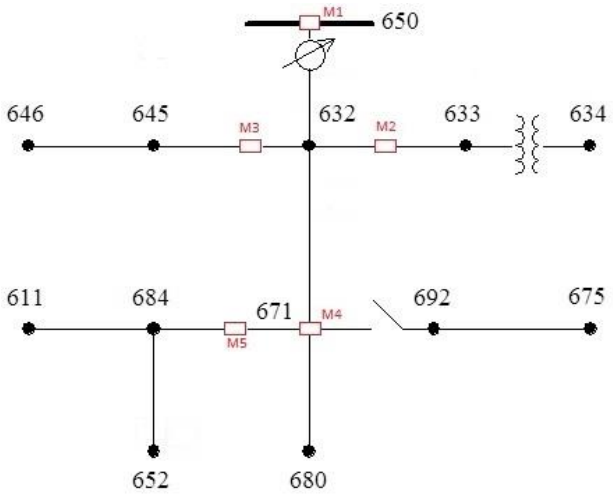


Figura 2.4 Sistema IEEE 13 nodos (Radial)

En la figura 2.5 se ilustra el sistema de distribución radial IEE 13 nodos, implementado en el software ATP.

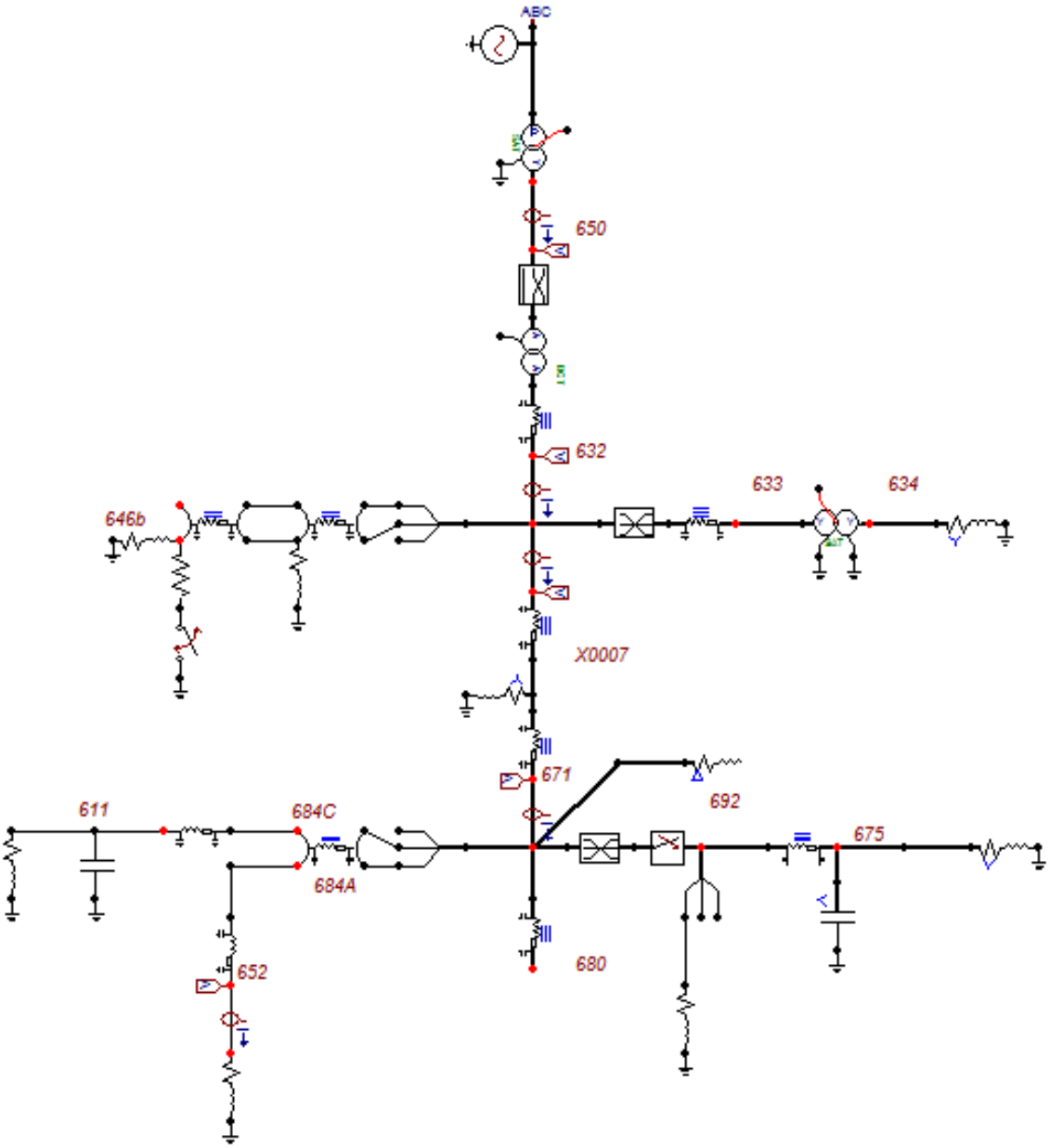


Figura 2.5 Sistema de distribución radial IEEE 13 Nodos en ATP

2.3 Estrategias para la ubicación relativa de huecos de tensión

2.3.1 Fallas en la red

Una falla se puede definir como una interrupción del flujo de corriente o energía eléctrica, generalmente estas fallas son ocasionadas por causas externas del circuito, las más relevantes y frecuentes son producidas por descargas atmosféricas y contactos externos.

Una vez que una línea del circuito eléctrico sufre un cortocircuito, la impedancia de la línea decrece durante este fenómeno el cual es visto desde el alimentador ubicado siempre aguas arriba del circuito. Como consecuencia se generan corrientes de cortocircuito con magnitudes muy grandes en comparación de la nominal, éstas fluyen desde la fuente hasta el punto de la falla, provocando caídas de tensión a lo largo del circuito. Estas características de cortocircuito provocan daños perjudiciales para el funcionamiento del sistema eléctrico, por tal motivo es necesario realizar despejes oportunos de estas fallas evitando daños en los equipos e interrupciones del flujo de energía eléctrica.

Las formas de onda generada por una falla se caracterizan principalmente por la caída de tensión de forma cuadrada y la corriente durante el evento aumenta 7 u 8 veces su valor nominal a diferencia de otros huecos de tensión.

En la figura 2.6 se muestra un ejemplo donde se identifica la forma de onda generada por una falla trifásica simulada en el centro de la línea 632-671 del sistema de prueba mostrado en la figura 2.5, en la cual se logra visualizar una fuerte caída de tensión.

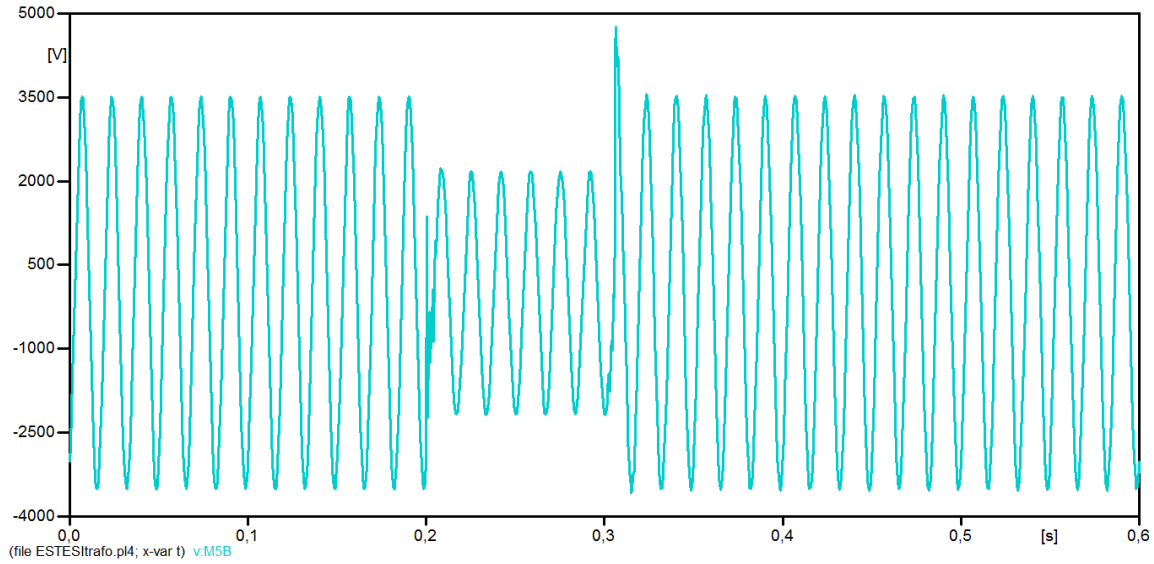
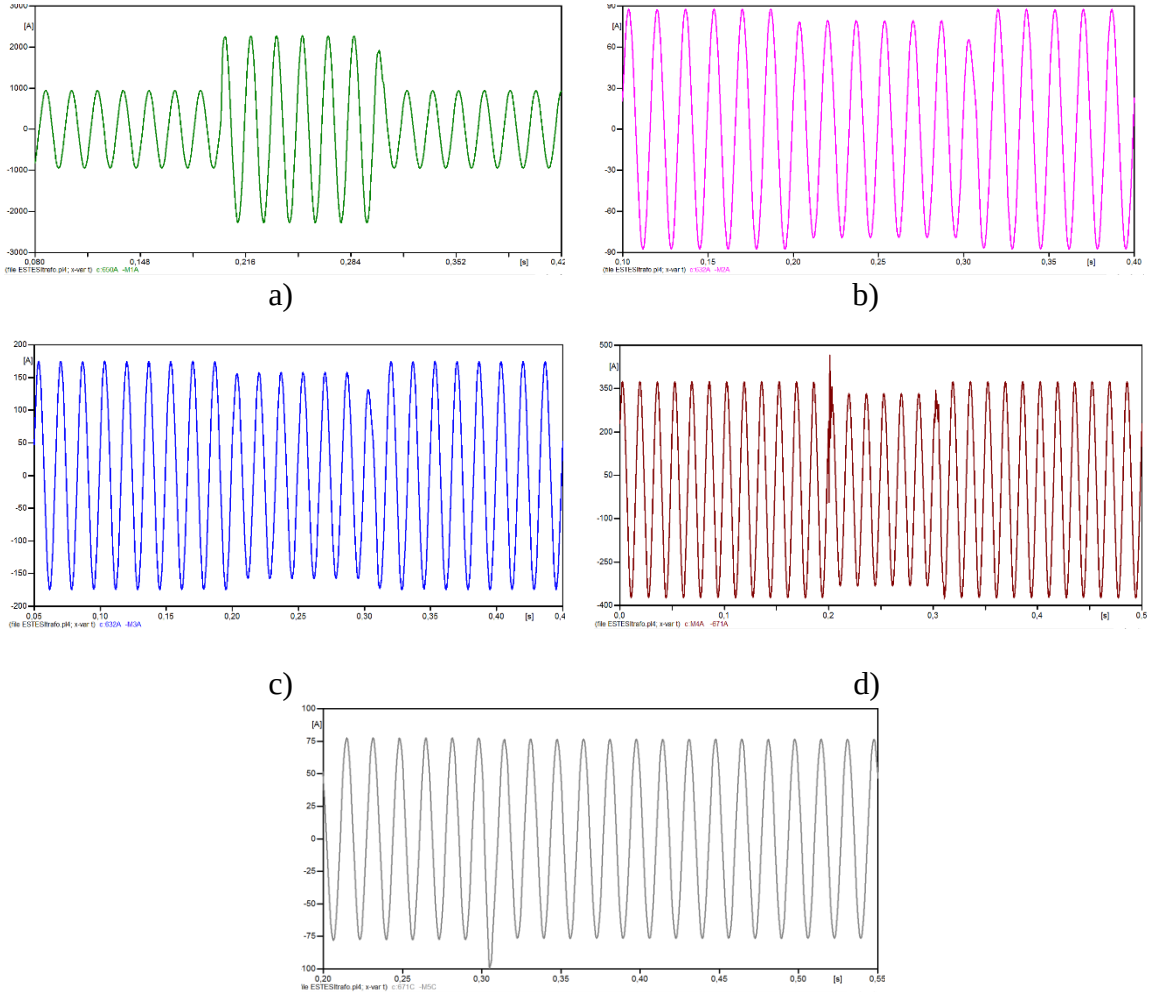


Figura 2.6 Sag de falla trifásica medidor cinco (Sentido de medición aguas arriba)

La regla de decisión en este caso de estudio se determina a partir de la lectura de corriente de los medidores los cuales expresan el comportamiento antes y durante la falla, este es un factor esencial para determinar esta causa. Se puede apreciar, en la figura 2.7.a, (M1 aguas abajo del evento según las figuras 1.1 y 2.4**)** una variación de corriente más representativa que en los demás medidores (Aguas arriba según las figuras 1.1 y 2.4), por consiguiente esta es una regla de decisión. Otras mediciones eléctricas como potencia instantánea y distorsión total de armónicos no perciben cambios significativos.



a) b) c) d) e)

Figura 2.7 Corriente durante el sag de Falla trifásica
a) Medidor 1 b) Medidor 2 c) Medidor 3 d) Medidor 4 e) Medidor 5

La ubicación relativa de una falla trifásica se puede determinar usando la relación de la corriente antes y durante el evento, dada por las siguientes ecuaciones:

$$Abajo = si \ \frac{I^1_{SAG}}{I^1_{Antes}} \geq Umbral_f$$
$$Arriba = si \ \frac{I^1_{SAG}}{I^1_{Antes}} < Umbral_f \quad (1)$$

Dónde:

I^1_{Antes}: Es el componente de frecuencia fundamental de la magnitud de corriente de falla antes del evento.
I^1_{SAG}: Es el componente de frecuencia fundamental de la magnitud de corriente durante la falla.
$Umbral_f$: Valor obtenido experimentalmente de la relación I^1sag/I^1Antes durante una falla.

Si la proporción es mayor que el umbral, el evento se localiza abajo del medidor; De lo contrario se localiza arriba del medidor.

2.3.2 Arranque de motores de inducción

El arranque de motores de inducción en líneas de distribución es uno de los eventos que más producen huecos de tensión debido a su inmutable presencia en la industria. El arranque del motor presenta un consumo de corrientes, considerado entre 4 y 30 veces la corriente nominal del mismo (ICONTEC, NTC 2050, 1998), por consiguiente genera inestabilidad en el sistema ya que se ve como una carga que consume grandes proporciones de energía hasta que alcanza su estado estable.

En la figura 2.8 se visualiza el comportamiento de la tensión del sistema cuando se realiza el arranque de motor de inducción conectado al nodo 692 (registro del medidor 4 sentido aguas abajo según Figuras 1.1 y 2.4). Se observa como la tensión decae y se estabiliza debido a que la corriente de arranque desaparece gradualmente. Este comportamiento es la principal diferencia con la falla trifásica en el sistema. La forma de onda de la tensión es balanceada debido a que el motor es una carga trifásica equilibrada. Esta es una característica relevante a la hora de diferenciar el arranque de motor con la energización de un transformador.

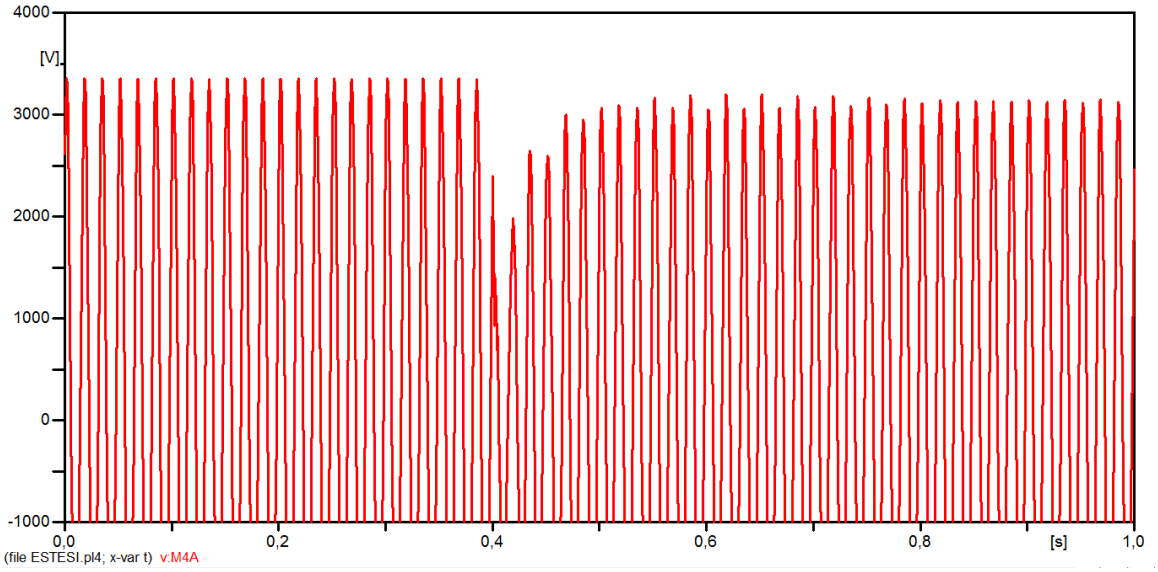


Figura 2.8 SAG por arranque motor de inducción registrado por el Medidor 4

En la figura 2.9 se muestra el comportamiento de la corriente antes y después del mismo evento (registro del medidor 4, figura 2.4). Al igual que la tensión sufre una recuperación de forma exponencial hasta que el motor alcanza valores nominales. También se evidencia que la corriente de entrada en el arranque no es tan grande en comparación con la corriente de falla. Por lo tanto, la relación de la corriente usada en el caso de fallas no es adecuada para el arranque del motor.

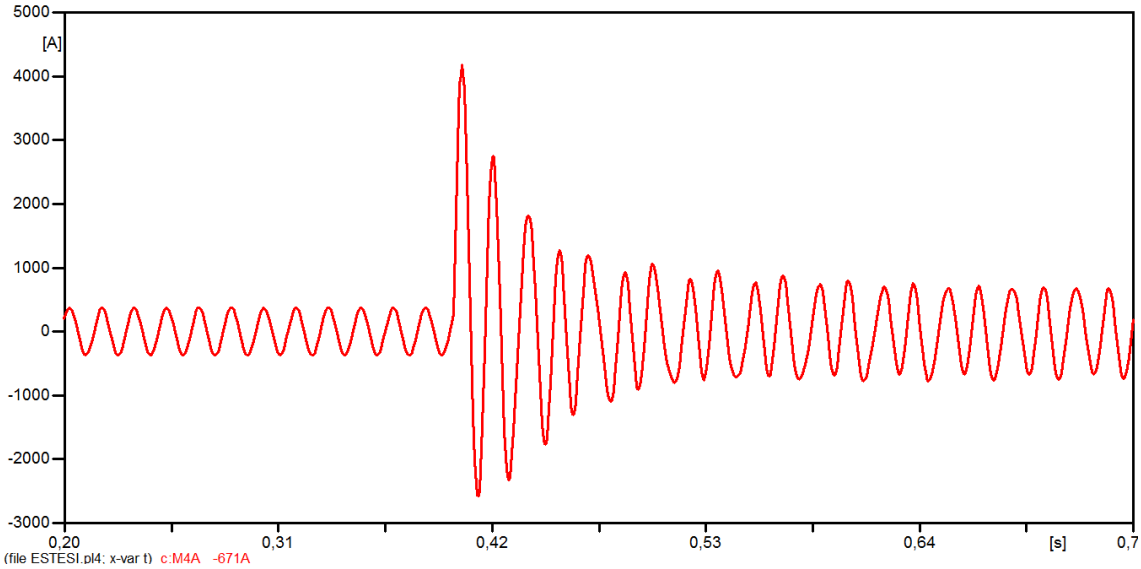


Figura 2.9 Corriente durante arranque de motor registrada por el Medidor 4.

Para los demás Medidores del sistema (1, 2, y 3 Figura 2.4) se analiza el comportamiento de la potencia activa. En la figura 2.10 (b) y (c), se muestra el registro de las potencias activas en el Medidor 2 y 3 (sentido aguas arriba del evento Figura 2.4) donde la potencia activa alcanza nuevos estados estacionarios con valores decrecientes a diferencia del Medidor 1 (sentido aguas abajo) figura 2.10 (a), donde la potencia alcanza nuevos estados estacionarios con valores crecientes debido a que el motor de inducción es una carga y en su funcionamiento actúa como un aumento de la carga. Por lo tanto el cambio de la potencia activa antes y después del SAG se usa como regla de decisión para determinar la causa y ubicación relativa. La medición del THD no percibe cambios significativos.

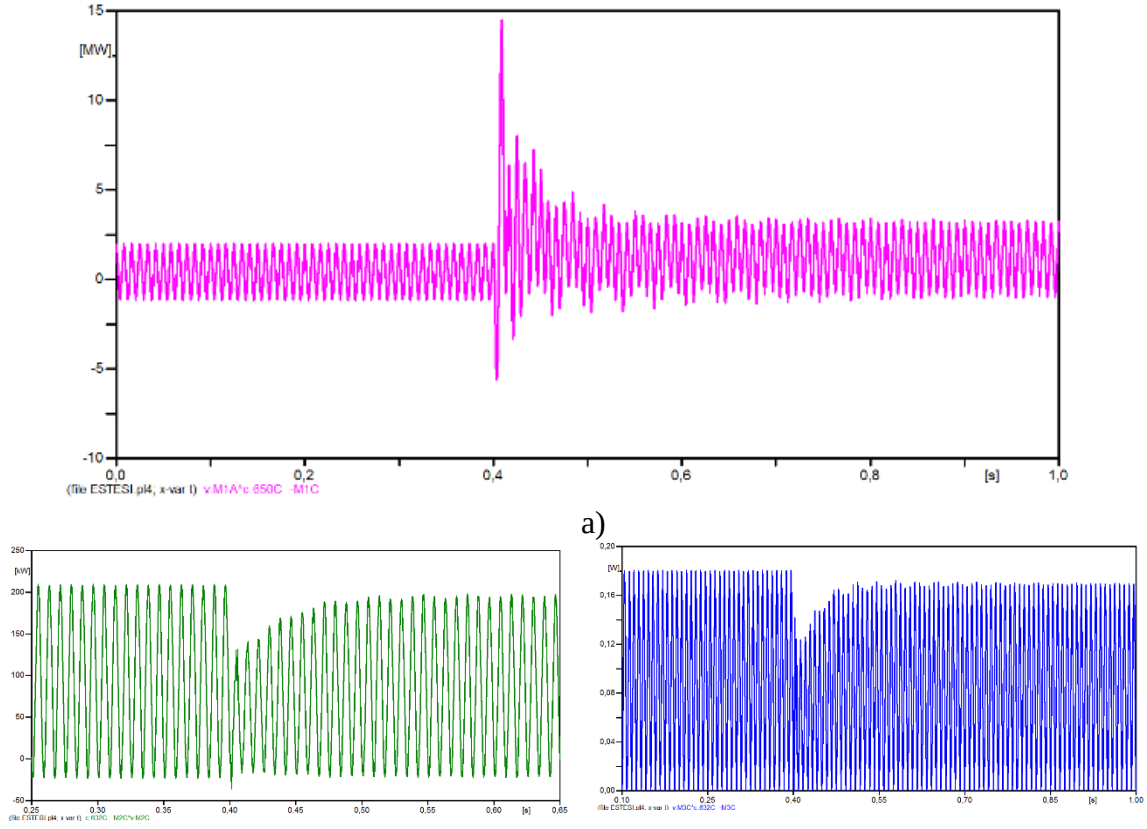


Figura 2.10 Potencia activa durante el SAG de motor de inducción

a) Medidor 1 b) Medidor 2 c) Medidor 3

La ubicación relativa del arranque de motor de inducción se puede determinar por medio de la potencia activa antes y durante el, dada por las siguientes ecuaciones:

$$Abajo = si \ \frac{P_{Despues} - P_{Antes}}{P_{Antes}} \geq Umbral_m \quad (2)$$

$$Arriba = si \ \frac{P_{Despues} - P_{Antes}}{P_{Antes}} < Umbral_m$$

Dónde:
P después: Es el componente de la potencia activa antes del evento.
P Antes: Es el componente de la potencia activa después del evento.
Umbral$_m$: Valor obtenido experimentalmente de la relación (**P después - P Antes) / P Antes** durante el arranque de un motor.
Si la proporción es mayor que el umbral, el evento se localiza ABAJO. De lo contrario se localiza arriba del medidor.

2.3.3 Energización de transformadores

La presencia de una alta corriente de magnetización que se produce en el momento de la energización de un transformador es debida a un sobreflujo en el núcleo del transformador (Plata, 2002). Esto se conoce como ´magnetización corriente de entrada´ y su magnitud se determina por el tiempo de conmutación y flujo residual (Dong-Jun Won, 2006). En estado estable la corriente de magnetización de un transformador es de aproximadamente del 1 al 2% de la corriente nominal, además la corriente de arranque alcanza magnitudes de 10 a 20 veces mayor que la nominal (Blanco Solano J, 2009). Este evento tiene como resultante un SAG en el sistema. El comportamiento de la tensión durante el SAG es muy similar al arranque de motor de inducción, la tensión decae y se estabiliza debido a que la corriente de magnetización desaparece gradualmente, figura 2.11.

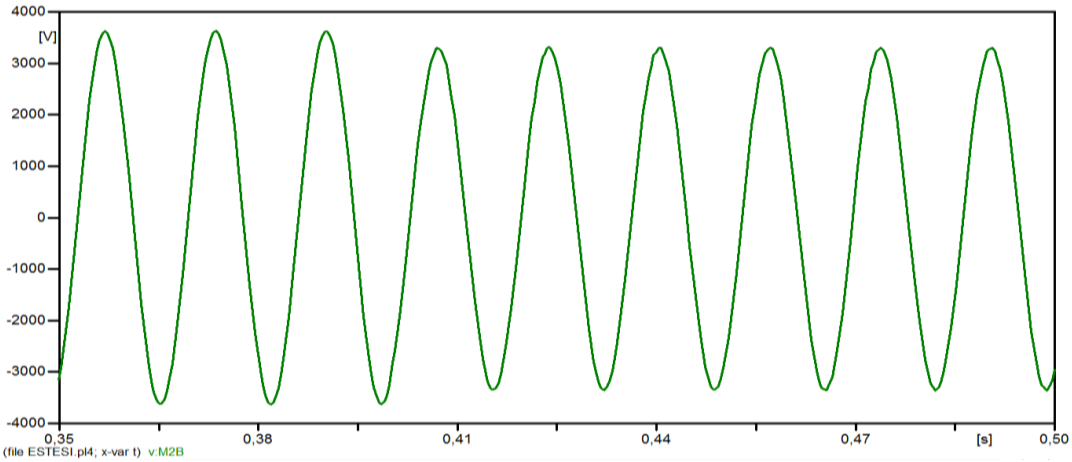
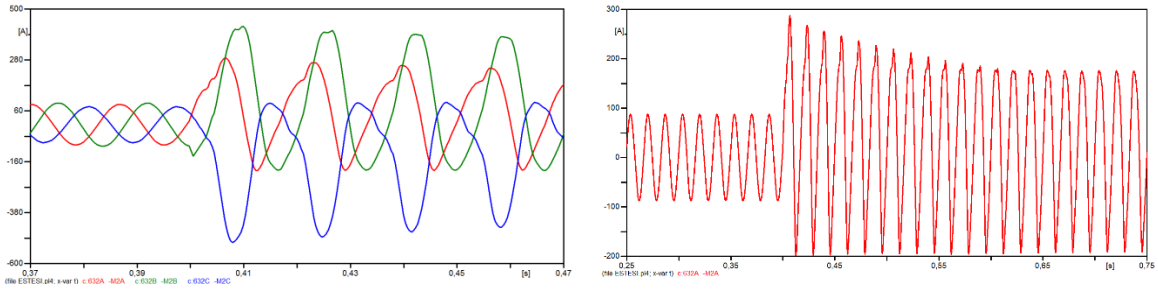


Figura 2.11 SAG por energización de transformador en nodo 633

Al igual que en la tensión, el comportamiento de la corriente se caracteriza por su desequilibrio en las formas de onda de las tres fases, tal como se aprecia en la figura 2.12 (a) y (b), donde se evidencia la corriente de excitación, producto de la saturación del transformador (Plata, 2002) registrada por el Medidor 2. En la figura 2.12.a se evidencia el comportamiento de la corriente en las tres fases y en la figura 2.12.b únicamente la fase A en un tiempo de simulación mayor.



a) b)

Figura 2.12 Corriente durante energización de transformador registrada por Medidor 2 (Aguas abajo).

El SAG producido por Energización de un transformador tiene como diferencia a los demás SAGS el contenido temporal de armónicos en la onda de corriente. Se puede notar en la figura 2.12.a y en la descomposición de armónicos del medidor 2 (figura 2.13). Los armónicos 2^{do}, 3^{ro}, 4^{to}, 5^{to}, 6^{to} y 7^{mo} calculados en ATP mediante un modelo aparte. Toman gran importancia ya que su magnitud al inicio del SAG aumenta considerablemente a comparación al momento anterior. Esta característica se puede usar como regla de decisión para identificar el evento.

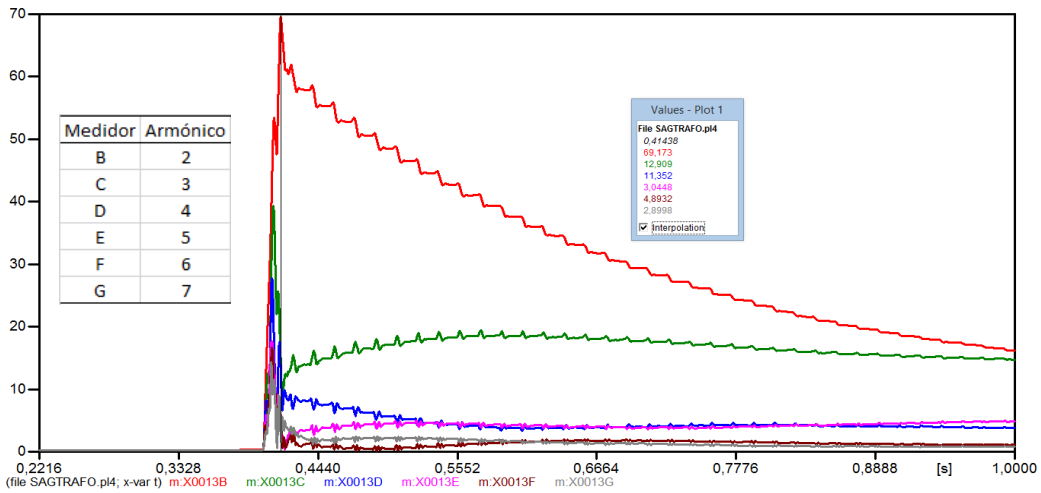


Figura 2.13 Contenido de armónicos de corriente durante la energizacion del transformador.

El comportamiento de los armónicos se puede utilizar para identificar el SAG causado por energización de transformadores ya que aumenta considerablemente respecto a los eventos de falla y arranque de motores; Por consiguiente para la distorsión total de armónicos (THD) se toma un valor de referencia, de tal manera que cuando se exceda este valor se identifica el evento como SAG por energización de transformador.
La regla de decisión de causalidad se puede determinar por la diferencia de THD antes y durante el SAG, dada por las siguientes ecuaciones:

$$Energización\ de\ transformador = si \quad THDi_{SAG} - THDi_{Antes} \geq Umbral_{THD}$$
$$Otra\ causa = si \quad THDi_{SAG} - THDi_{Antes} < Umbral_{THD} \tag{3}$$

Dónde:

$THDi_{SAG}$: Distorsión total de armónicos de corriente durante la energización.
$THDi_{ANTES}$: Distorsión total de armónicos de corriente antes de la energización.
$Umbral_{THD}$: Valor obtenido experimentalmente de la relación de $THDi_{SAG} - THDi_{Antes}$ durante la energización de un transformador.

Para la medición de armónicos el modelo toma hasta el armónico de orden 7. Si la proporción es mayor o igual que el umbral, el SAG es relacionado a energización de transformador. De lo contrario será otro tipo de SAG. La ubicación relativa es similar al de fallas, excepto que el umbral se modifica para evento por energización, como se muestra a continuación:

$$Abajo = si \ \frac{I^1_{SAG}}{I^1_{Antes}} \geq Umbral_t$$
$$Arriba = si \ \frac{I^1_{SAG}}{I^1_{Antes}} < Umbral_t \tag{4}$$

Donde:
$\mathbf{I^1_{Antes}}$: Es el componente de frecuencia fundamental de la magnitud de corriente de energización antes del evento.
$\mathbf{I^1_{SAG}}$: La frecuencia fundamental componente de la magnitud de corriente durante la energización.
$Umbral_t$: Valor obtenido experimentalmente de la relación de **I^1sag/I^1Antes** durante la energización de un transformador.

2.4 Selección de valores umbral

La selección de los valores de umbral es de gran importancia para el funcionamiento y efectividad del algoritmo, por tal razón antes de realizar la instalación de los Medidores y su

respectiva ubicación, los valores de umbral ya deben de estar ajustados de acuerdo a las características del sistema de estudio.

Anteriormente se determinaron inecuaciones para encontrar la ubicación relativa y causa generadora de SAG, indicando variables y condiciones. Para estas condiciones siempre se estableció un umbral el cual se determinó a partir de las simulaciones y sus resultados registrados en la Tabla 2.1. Con los factores y resultados obtenidos se determina el umbral adecuado para ajustar los medidores y así hacer efectivas las reglas de decisión.

Para el SAG generado por la falla a tierra la regla de decisión depende principalmente de la magnitud de la corriente de corto circuito registrada por el medidor ubicado aguas abajo del evento. Para el SAG generado por el arranque del motor de inducción el factor de decisión se determina a partir de las potencias activas y generalmente registradas por los monitores ubicados aguas abajo del evento ya que registra valores con magnitudes superiores a los demás. Finalmente para el SAG generado por energización de transformador se determina por el contenido de armónicos presentes en el evento, al igual que las corrientes de magnetización del núcleo, registradas por los Medidores ubicados aguas abajo del evento.

Tabla 1. Resumen de resultados para el sistema de prueba

Tipo de sag	Direccion de medidor		Corriente [A]			Potencia Activa [kW]			THDi HARMONIC		
			Antes	Durante	Relacion	Antes	Despues	Dif	Antes	Durante	Relacion
Falla trifasica a tierra en el centro de la linea 632 - 671	M1	Aguas abajo	944,68	3432,5	3,634	2,67	2,69	0,007	0,0065	0,0017	-0,0047
	M2	Aguas arriba	87,73	73,602	0,839	209,2	245,1	0,172	0,0078	0,0093	0,0015
	M3	Aguas arriba	174,63	146,47	0,839	541,37	610,1	0,127	0,0090	0,0107	0,0018
	M4	Aguas arriba	373,91	298,89	0,799	1,238	1,278	0,032	0,0183	0,0229	0,0045
	M5	Aguas arriba	99,13	78,21	0,789	331,6	342	0,031	0,0254	0,0322	0,0067
Arranque Motor de induccion en nodo 692	M1	Aguas abajo	944,68	1297,9	1,374	2,67	3,64	0,363	0,0065	0,0067	0,0002
	M2	Aguas arriba	87,73	84,58	0,964	268,5	240,3	-0,105	0,0078	0,0658	0,0580
	M3	Aguas arriba	174,63	168,35	0,964	541,37	485,3	-0,104	0,0090	0,0372	0,0282
	M4	Aguas abajo	373,91	664,9	1,778	1,238	1,943	0,569	0,0183	0,0205	0,0022
	M5	Aguas arriba	99,13	92,1	0,929	331,6	286,25	-0,137	0,0254	0,0976	0,0722
Energizacion Transformador en el nodo 633	M1	Aguas abajo	944,68	1140,7	1,207	2,67	2,9	0,086	0,0065	0,2689	0,2624
	M2	Aguas abajo	87,73	286,8	3,269	268,5	268,5	0,000	0,0078	0,1009	0,0932
	M3	Aguas arriba	174,63	170,09	0,974	541,37	541,25	0,000	0,0090	0,3358	0,3268
	M4	Aguas arriba	373,91	364,66	0,975	1,238	1,216	-0,018	0,0183	0,3835	0,3652
	M5	Aguas arriba	99,13	98,47	0,993	331,6	331,2	-0,001	0,0254	0,3695	0,3441

Tabla 2.1. Resultados para tres tipos de sags en el sistema IEEE 13 Nodos.

De acuerdo a lo anterior, la Tabla 2.2 muestra los umbrales de decisión para los diferentes eventos generadores de huecos de tensión, según las características del sistema de estudio.

$Umbral_f$	$Umbral_m$	$Umbral_t$	$Umbral_{THD}$
3	**0,2**	**1,2**	**0,1**

Tabla 2.2 Umbrales de decisión sistema IEEE 13 Nodos

2.5 Formulación de algoritmo

Teniendo presente el problema a resolver referenciado anteriormente, el capítulo anterior discute algunas formas de localización relativa de los huecos de tensión. Las características de los sags reflejadas en los puntos de monitoreo del sistema de prueba revelan que la medición sentido aguas abajo es la más importante, ya que el cambio de su magnitud eléctrica (antes y durante el sag) es mayor que en la medición adversa.

Los eventos del sistema de prueba pueden ser resumidos en la tabla 2.3 la cual nos muestra las características conforme a su causa; los métodos de identificación son mediciones vitales que actúan encontrando la causa del hueco de tensión.

Causa del sag / Método de identificación	Falla a tierra	Arranque motor de inducción	Energización de transformador
Incremento de corriente durante el sag	Muy grande	Poco	Medio (Corriente Inrush)
Incremento de potencia activa después del sag	Nulo	Considerable, dependiendo de la capacidad del motor	Poco
Incremento en el contenido de armónicos (THDi)	Poco	Poco	Considerable, dependiendo de las características del núcleo

Tabla 2.3 Características acorde al tipo de sag

Dado que el sistema de prueba IEEE 13 Nodos es ampliamente usado en la academia es posible encontrar los umbrales o threshold (en inglés) en investigaciones como (Dong-Jun Won, 2006) y (Kim K, 2005); sin embargo, en algunos de ellos no especifican características como resistencia de falla, características del núcleo y devanados del transformador, tipo y método de arranque del motor, entre otras; Es por esto que los umbrales de la tabla 2.2 pueden ser modificados experimentalmente por las máquinas eléctricas o por el sistema de prueba.

El algoritmo toma las mediciones de cada uno de los medidores distribuidos en el sistema de prueba iterativamente, cuando el sag ocurra en dirección aguas abajo (dirección del flujo de potencia) y se cumpla la o las reglas de decisión, este determinará la causa y su ubicación (localizado aguas abajo del medidor ´n´), caso contrario su causa no será clasificada pero ayudará a localizar el sag (aguas arriba del medidor ´n´). La información recolectada de todos los puntos de monitoreo es analizada para determinar la ubicación y causa del hueco de tensión. La metodología para localizar el sag se encuentra descrita en la figura 2.14.

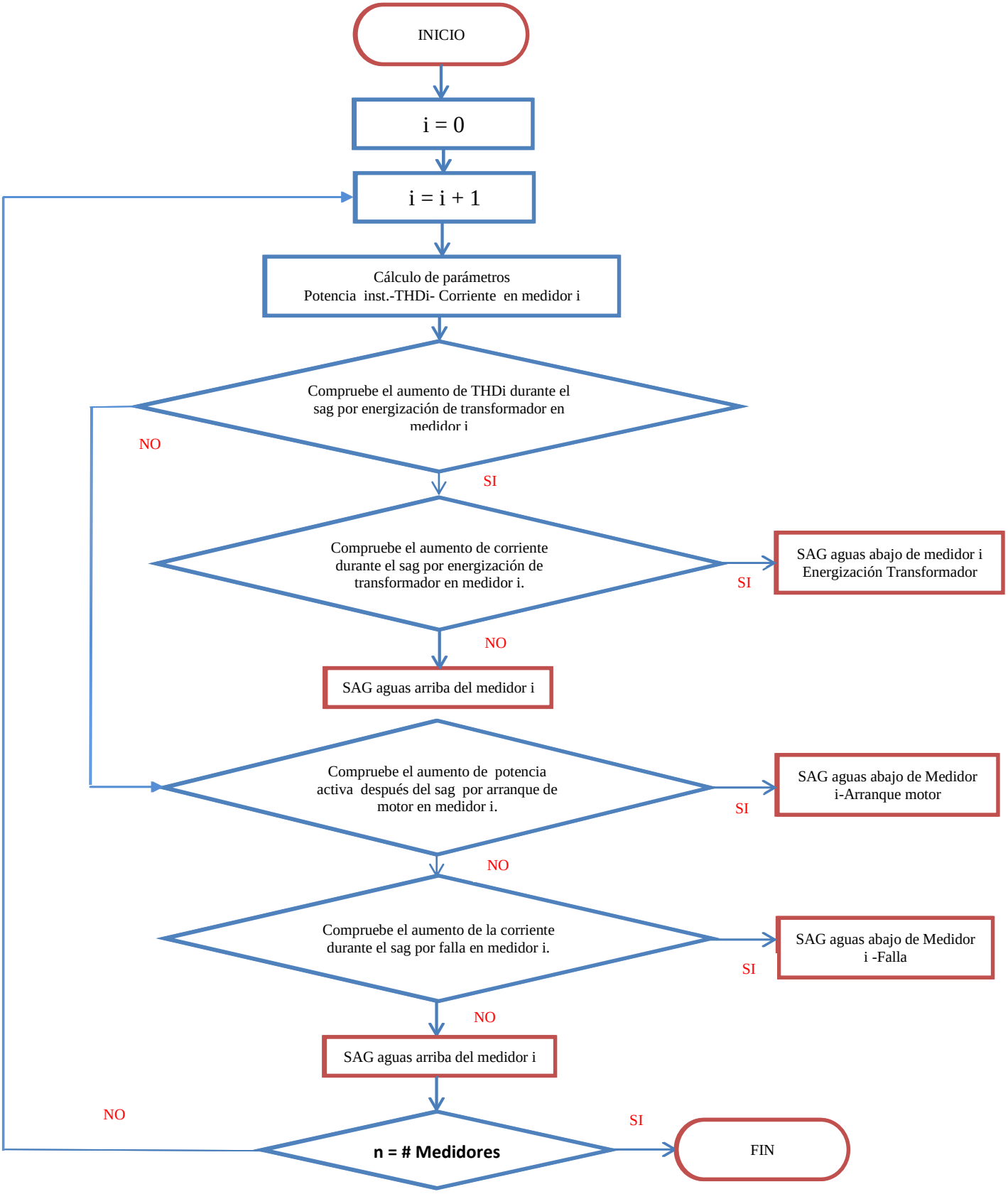


Figura 2.14 Algoritmo para localizar huecos de tensión y su causa

La metodología se verifica en el sistema de prueba y en el circuito Fundicom (ver figura 2.15) propiedad de CODENSA, haciendo parte de la investigación:

IMPLEMENTACION DE PLATAFORMA DE TOMA, MUESTREO, ANÁLISIS CARACTERIZACION DE DATOS DE CALIDAD DE POTENCIA, QUE PERMITA LA SELECCIÓN DE CLIENTES INDUSTRIALES POTENCIALMENTE GENERADORES DE DISTURBIOS DE CALIDAD DE POTENCIA.

Realizado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad de La Salle para CODENSA.

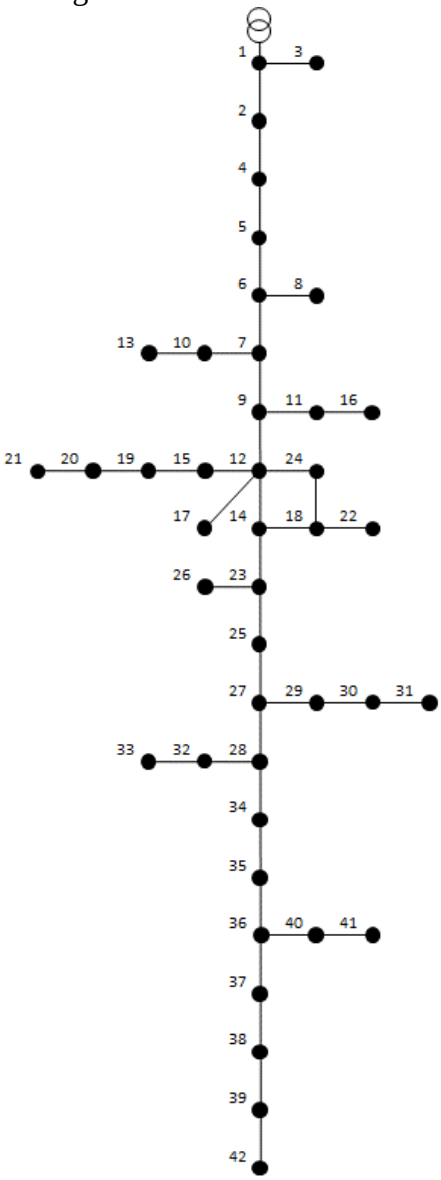


Figura 2.15 Diagrama unifilar circuito CODENSA

3 Pruebas y resultados

A continuación se presentan los resultados de la investigación con base a la información recopilada en dos sistemas de prueba, tomando datos cuantitativos y descriptores. Para validar la metodología se realizó una base de datos formato .xlsx, la cual es compatible con MatLab y registra diferentes huecos de tensión, ya sea por el tipo de evento como también el punto de monitoreo en los sistemas de prueba. En total se generaron 80 eventos, 47 de ellos con cinco puntos de monitoreo y los 33 restantes con 10 (figura 3.1). Los eventos se prueban extrayendo los descriptores y evaluándolos en las reglas de decisión de la metodología (figura 2.14). El resultado se compara con la causa real del evento. En definitiva, se calcula estadísticamente el desempeño y efectividad del algoritmo.

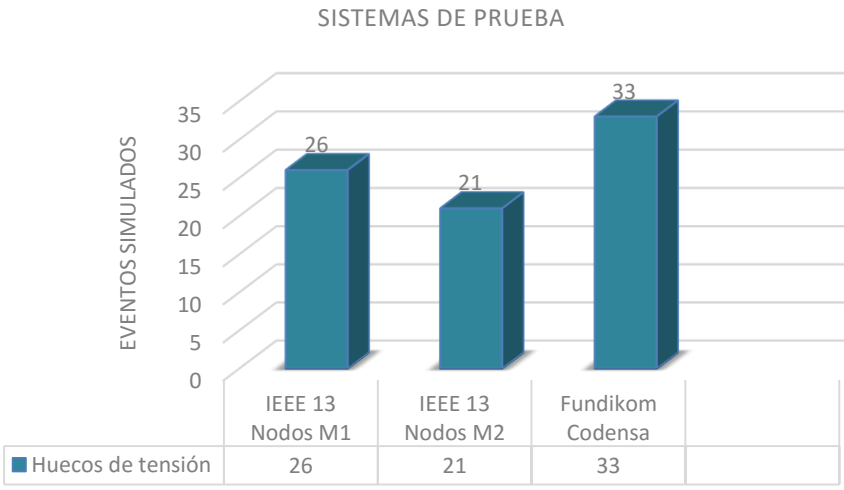


Figura 3.1 Eventos generados en sistemas de prueba

En la evaluación se introdujeron 3390 registros al algoritmo desarrollado en MatLab (Ver ANEXO E), los cuales brindaron la información necesaria para localizar los SAGS. Los umbrales usados por el algoritmo son los enunciados en la tabla 2.2 y 3.11 para los sistemas de prueba IEEE y Fundicom respectivamente. A continuación se muestran algunos de los casos para cada sistema de prueba (todos los resultados se muestran en el ANEXO D).

3.1 Pruebas IEEE 13 Nodos ubicación de medidores 1

Los siguientes casos son resultados de simulaciones de sags tomadas aleatoriamente de la base de datos, que sirven para analizar el comportamiento general de los resultados.
En la tabla 3.1 se muestra los valores registrados de cada medidor durante un sag causado por un arranque de un motor de inducción en el nodo 680; sin conocer el evento se analizan los resultados, para lo cual es necesario tener presente la ubicación en el sistema de prueba (figura 2.4) y el sentido de medición según el flujo de potencia del sistema (figura 1.1).

	ΔTHDi	ΔP/Pantes	Isag/Iantes	Resultado del algoritmo
M1	0,0005	0,2502	1,1113	Arranque motor trifásico aguas abajo del M: 1
M2	0,0004	-0,0761	0,7075	Sag aguas arriba del M: 2
M3	0,0030	-0,0788	0,7070	Sag aguas arriba del M: 3
M4	0,0005	0,2148	1,0225	Arranque motor trifásico aguas abajo del M: 4
M5	0,0017	-0,1121	0,4680	Sag aguas arriba del M: 5

Tabla 3.1 Resultados arranque motor de inducción N680

Claramente se aprecia que los medidores 1 y 4 registran un incremento en la potencia activa excediendo el umbral de la tabla 2.2; lo cual significa que el algoritmo deduce el evento como un arranque de motor en dirección aguas abajo de estos dos medidores. Por otro lado en los medidores 2, 3 y 5 la potencia disminuye levemente; la relación de corriente y distorsión armónica presentan ligeros aumentos sin superar los umbrales previstos.
El resultado de un medidor no es concluyente, pero examinando los cinco en conjunto (aguas arriba de los medidores 2, 3 y 5, y aguas debajo de los medidores 1 y 4) y teniendo en cuenta la ubicación de cada uno (ver figura 2.4) podemos llegar a determinar que la fuente del sag es el arranque de un motor de inducción en área donde se encuentra el nodo 680. El modelo del motor de inducción usado en las simulaciones puede ser visto en el ANEXO C.
En la tabla 3.2 se encuentran resumidos los valores calculados de cada monitor acorde a una falla trifásica en el nodo 633. Sin conocer el evento se analizan los resultados, donde la variación de potencia activa aumenta, pero no como para superar el umbral de la tabla 2.2, al igual que el incremento del THD, por último se evalúa el incremento de la corriente durante el sag. Los medidores 1 y 2 superan el $UMBRAL_f$, indicando que ocurre una falla aguas abajo de estos medidores. El resto de los medidores delimitan la ubicación relativa como aguas arriba.

	ΔTHDi	ΔP/Pantes	Isag/Iantes	Resultado del algoritmo
M1	0,0005	0,0163	3,7423	Falla trifásica aguas abajo del M: 1
M2	0,0004	0,1295	4,7347	Falla trifásica aguas abajo del M: 2
M3	0,0030	0,0492	0,8567	Sag aguas arriba del M: 3
M4	0,0005	0,0154	0,8642	Sag aguas arriba del M: 4
M5	0,0017	0,0135	0,8574	Sag aguas arriba del M: 5

Tabla 3.2 Resultados Falla trifásica N633

En el caso anterior, al igual que en el arranque del motor de inducción, el THDi no presentó cambios considerables. Este es el primer cálculo que realiza el algoritmo, por lo tanto descarta automáticamente la energización de un transformador, es muy importante tener presente el orden de reglas propuesto en la metodología.

Los resultados de la energización de un transformador en el nodo 692 son resumidos en la tabla 3.3, El modelo del transformador usado en las simulaciones puede ser visto en el ANEXO C.

	ΔTHDi	ΔP/Pantes	Isag/Iantes	Resultado del algoritmo
M1	0,2361	0,0030	1,5879	Energización de trafo aguas abajo del M: 1
M2	0,1058	0,0010	0,8577	Sag aguas arriba del M: 2
M3	0,1349	-0,0001	0,8724	Sag aguas arriba del M: 3
M4	0,4146	0,0000	2,3493	Energización de trafo aguas abajo del M: 4
M5	0,2625	0,0000	0,8433	Sag aguas arriba del M: 5

Tabla 3.3 Resultados Energización de transformador N692

En este caso se evidencia un aumento en el THD en todos los medidores del evento, superando el umbral de la tabla 2.2, además teniendo en cuenta la ecuación (3), esta característica es la única que no diferencia ubicación, lo cual indica la energización de un transformador en el sistema; el siguiente paso realizado por el algoritmo es determinar la ubicación relativa por medio de la variación de corriente durante el sag, en los resultados los medidores 1 y 4 superan el $UMBRAL_T$ mientras que los medidores 2, 3 y 5 no. La deducción del algoritmo es correcta determinando la energización de un transformador aguas abajo de los medidores 1 y 4 y aguas arriba de los medidores 2, 3 y 5; concordando con la ubicación del nodo 692.

En este caso y en los demás contemplados en el proyecto se calcula el THD de corriente mediante la única ecuación existente para hallar distorsión armónica, en el software se calcula mediante la herramienta "models" (ver ANEXO C). En la tabla 3.4 podemos ver los componentes armónicos de corriente en cada uno de los puntos de medición antes y después del evento. Los registros se extienden desde el segundo hasta el séptimo armónico; si analizamos los componentes podemos destacar (en casi todos los casos) que a medida que aumenta el orden del armónico su magnitud disminuye, al igual que en el lugar cercano a la energización; el medidor 4 que es el más cercano al sag, registra un mayor contenido de armónicos hasta prácticamente desaparecer en los puntos más lejanos (medidor 2).

	Armonicos de corriente antes del sag [A]						Armonicos de corriente durante el sag [A]					
	2 Armónico	3 Armónico	4 Armónico	5 Armónico	6 Armónico	7 Armónico	2 Armónico	3 Armónico	4 Armónico	5 Armónico	6 Armónico	7 Armónico
M1	2,50	2,50	2,50	2,49	2,49	2,48	421,64	207,90	24,41	93,31	116,07	87,99
M2	4,21	4,20	4,21	4,21	4,20	4,19	14,25	6,61	29,67	37,11	12,29	160,56
M3	3,27	3,30	3,28	3,29	3,28	3,27	438,60	235,60	286,50	256,87	52,36	121,56
M4	2,81	2,81	2,81	2,81	2,80	2,80	556,30	302,40	265,30	267,90	63,47	95,68
M5	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	13,72	4,44	1,32	1,63	1,04	1,10

Tabla 3.4 Componentes armónicas de corriente en nodo 692

Sintetizando, de los 130 resultados (uno por cada medidor) que deduce el algoritmo, generados por los 26 sags en esta ubicación, solo 3 presentaron resultados erróneos, lo cual genera una gran confiabilidad para la metodología.
Los errores (dos ubicados en el nodo 634 y uno en el nodo 671) fueron causados al no pasar el umbral de falla, motor y THD respectivamente, además otra de las causas puede ser que el transformador ubicado entre los nodos 633 y 634 mitiga la dispersión del efecto armónico.

3.2 Pruebas IEEE 13 Nodos ubicación de medidores 2

Para los siguientes casos de simulaciones tomadas aleatoriamente de la base de datos, se tiene en cuenta que provienen de una segunda ubicación de medidores (figura 3.2), los registros del primer caso se resumen en la tabla 3.5.

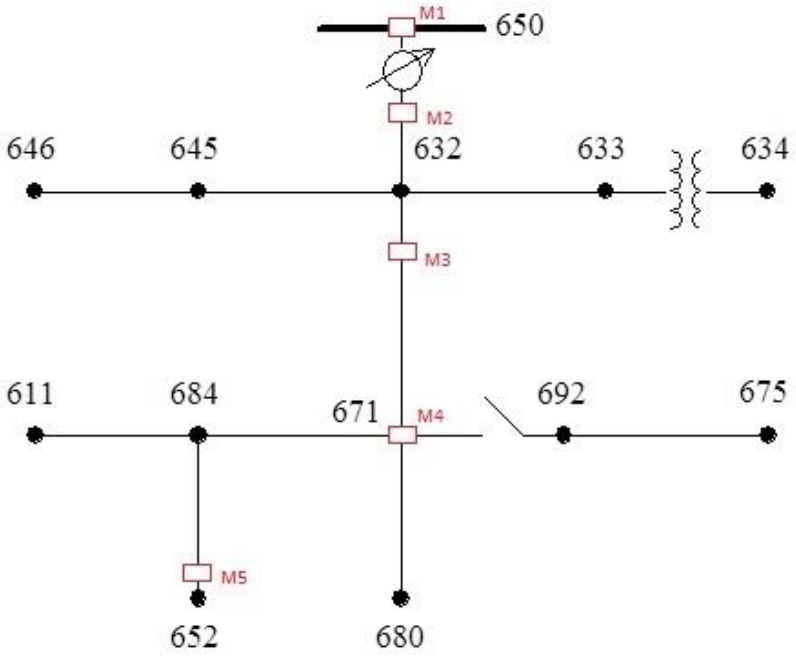


Figura 3.2 Ubicación de medidores 2 sistema IEEE 13 nodos

	ΔTHDi	ΔP/Pantes	Isag/Iantes	Resultado del algoritmo
M1	-0,0009	0,2535	1,6631	Arranque motor trifásico aguas abajo del M: 1
M2	-0,0047	-0,0142	1,8430	Sag aguas arriba del M: 2
M3	-0,0087	0,0326	2,3066	Sag aguas arriba del M: 3
M4	-0,0118	0,3715	2,6992	Arranque motor trifásico aguas abajo del M: 4
M5	0,0065	-0,1172	0,7397	Sag aguas arriba del M: 5

Tabla 3.5 Resultados arranque motor de inducción N675

De acuerdo a los resultados de la Tabla 3.5, el THDi es menor que el $UMBRAL_{THD}$ en todos los medidores, mientras tanto el algoritmo continúa con el cálculo de la variación de potencia activa. Este parámetro incrementa en los medidores M1 y M4 superando el $UMBRAL_m$, determinando el arranque de un motor trifásico aguas abajo de ellos; para los medidores restantes la potencia aumenta o disminuye levemente, deduciendo que la dirección del sag en M2, M3 y M5 es aguas arriba. De esta forma se concluye que hay una correcta ubicación relativa por parte del algoritmo.

Por otra parte el incremento de corriente supera el $UMBRAL_t$, estos aumentos respecto a la corriente nominal ya explicados en la sección 2.3.2 se consideran normales, , pese a ello es importante recalcar que la secuencia contemplada en el algoritmo (figura 2.14) evita una conclusión errónea.

Los resultados del siguiente caso son resumidos en la Tabla 3.6. Si se analizan los resultados se puede concluir que ningún UMBRAL ha sido superado, además el algoritmo no fue capaz de identificar la causa del evento pero sí su ubicación relativa. Al determinar un sag aguas arriba no queda otra conclusión que el hueco de tensión se encuentra fuera del área de medición; es decir, aguas arriba del nodo 650 o en el transformador 1. Tal vez este caso no registra causalidad alguna, pero si una localización relativa exitosa, por lo tanto se considera como una deducción correcta.

	ΔTHDi	ΔP/Pantes	Isag/Iantes	Resultado del algoritmo
M1	-0,0006	0,0002	0,9853	Sag aguas arriba del M: 1
M2	-0,0008	0,0197	0,9897	Sag aguas arriba del M: 2
M3	-0,0003	0,0069	0,9868	Sag aguas arriba del M: 3
M4	-0,0016	0,0000	0,9880	Sag aguas arriba del M: 4
M5	0,0002	-0,0040	0,9881	Sag aguas arriba del M: 5

Tabla 3.6 Resultados Falla en Transformador 1

Los resultados del siguiente caso registrado en la Tabla 3.7 dan como resultado la energización de un transformador y su ubicación es acorde al evento generado haciendo el mismo tratamiento que en los casos anteriores. El THD en algunos puntos como el medidor 3 es considerablemente superior al umbral, pero los valores umbral son ajustados con el fin de ser tenidos en cuenta en todos los puntos de medición del sistema, por lo tanto no es de preocuparse que algún valor exceda por mucho a los umbrales. El aumento de THD y corriente dan como resultado la energización del trafo aguas abajo de M1, M2, M3 y M4 y aguas arriba del medidor 5.

	ΔTHDi	ΔP/Pantes	Isag/Iantes	Resultado del algoritmo
M1	0,3178	0,0317	1,6369	Energización de trafo aguas abajo del M: 1
M2	0,1233	-0,0184	1,6707	Energización de trafo aguas abajo del M: 2
M3	0,9603	0,0144	2,2312	Energización de trafo aguas abajo del M: 3
M4	1,0379	0,0002	2,7284	Energización de trafo aguas abajo del M: 4
M5	0,1565	0,1440	1,0924	Sag aguas arriba del M: 5

Tabla 3.7 Resultados energización de transformador N680

De los 105 resultados (uno por cada medidor) que produce el algoritmo, generados por los 21 sags en esta ubicación, 8 presentan error, con mayor presencia a la hora de ubicar la energización de transformador (no alcanzan el $UMBRAL_{THD}$); al modificar los puntos de monitoreo cambian las distancias entre los eventos y los monitores, lo cual hace recomendar un ajuste en los UMBRALES para segundas ubicaciones.

Un análisis detallado en torno a la ubicación de medidores demuestra que una buena selección de umbrales es capaz de caracterizar a todo un sistema, haciendo confiable los resultados de la metodología. Al no importar la ubicación del medidor es vital comprender el comportamiento de los huecos de tensión para poderlos aplicar a distintos sistemas de distribución.

3.3 Pruebas circuito FUNDICOM-CODENSA

Para el circuito Fundicom se tienen en cuenta 10 medidores, ya que el sistema de distribución es más extenso, además es requerimiento para la plataforma del proyecto. Los siguientes casos son resultados de simulaciones tomadas aleatoriamente de la base de datos.

Los resultados del primer caso son resumidos en la tabla 3.8, indica que el THD y la potencia no presentan cambios considerables, por otro lado la corriente en los medidores 1, 2, 4, 7, y 9 perciben una falla aguas abajo de los mismos, el resto de los medidores indican el sag aguas arriba, ayudando a encontrar la localización relativa.

	ΔTHDi	ΔP/Pantes	Isag/Iantes	Resultado del algoritmo
M1	-0,0246	0,0006	3,9175	Falla trifásica aguas abajo del M: 1
M2	-0,0267	0,0000	5,7924	Falla trifásica aguas abajo del M: 2
M3	0,0017	-0,0003	0,9474	Sag aguas arriba del M: 3
M4	-0,0273	-0,0050	10,1879	Falla trifásica aguas abajo del M: 4
M5	0,0036	-0,0035	0,8939	Sag aguas arriba del M: 5
M6	0,0035	-0,0049	0,8950	Sag aguas arriba del M: 6
M7	-0,0286	-0,0076	12,5538	Falla trifásica aguas abajo del M: 7
M8	0,0011	-0,0015	0,9640	Sag aguas arriba del M: 8
M9	-0,0272	-0,0012	8,3980	Falla trifásica aguas abajo del M: 9
M10	0,0022	-0,0025	0,9327	Sag aguas arriba del M: 10

Tabla 3.8 Resultados falla trifásica en N30

Con respecto al umbral de la tabla 2.2 para una falla ($UMBRAL_f = 3$) este es superado ampliamente por los medidores que registran el sag aguas abajo. Tratándose de otro sistema de prueba en el que cambian las distancias, cargas y potencias de cada uno de los cuarenta nodos es lógico que los umbrales sean modificados.

El siguiente caso, registrado en la Tabla 3.9, muestra el incremento de la potencia activa en los primeros tres medidores excediendo el umbral, por lo tanto el algoritmo identifica un arranque de motor de inducción en dirección aguas abajo de estos medidores; respecto a los medidores restantes censan un decaimiento de la potencia, localizando el sag en dirección aguas arriba.

	ΔTHDi	ΔP/Pantes	Isag/Iantes	Resultado del algoritmo
M1	-0,0223	0,4358	1,6237	Arranque motor aguas abajo del M: 1
M2	-0,0265	0,6984	1,8928	Arranque motor aguas abajo del M: 2
M3	-0,0292	1,0493	2,0090	Arranque motor aguas abajo del M: 3
M4	0,0010	-0,0599	0,9681	Sag aguas arriba del M: 4
M5	0,0010	-0,0615	0,9669	Sag aguas arriba del M: 5
M6	0,0010	-0,0614	0,9681	Sag aguas arriba del M: 6
M7	0,0006	-0,0615	0,9672	Sag aguas arriba del M: 7
M8	0,0006	-0,0420	0,9781	Sag aguas arriba del M: 8
M9	-0,0010	-0,0063	0,8911	Sag aguas arriba del M: 9
M10	0,0020	-0,0405	0,9149	Sag aguas arriba del M: 10

Tabla 3.9 Resultados arranque motor de inducción en N21

El hueco de tensión del siguiente caso, registrado en la Tabla 3.10, identifica un aumento del THD muy por encima del umbral en los medidores 2, 4, 6, y 9. La variación de potencia no

registra cambios y la variación de corriente durante el sag supera el umbral de energización de transformador. Se puede concluir que el sag ocurre aguas abajo de los medidores anteriores, para los demás el evento es aguas arriba.

	ΔTHDi	ΔP/Pantes	Isag/Iantes	Resultado del algoritmo
M1	0,0858	0,0553	1,4046	Sag aguas arriba del M: 1
M2	0,1737	0,1016	1,4613	Energización de trafo aguas abajo del M: 2
M3	0,0826	-0,0048	0,9983	Sag aguas arriba del M: 3
M4	0,1430	0,0912	1,5418	Energización de trafo aguas abajo del M: 4
M5	0,2939	-0,0115	0,9932	Sag aguas arriba del M: 5
M6	0,1885	-0,3392	7,2375	Energización de trafo aguas abajo del M: 6
M7	0,1242	-0,0105	0,9941	Sag aguas arriba del M: 7
M8	0,0725	-0,0037	0,9982	Sag aguas arriba del M: 8
M9	0,1135	0,0060	1,4332	Energización de trafo aguas abajo del M: 9
M10	0,1742	-0,0049	0,9968	Sag aguas arriba del M: 10

Tabla 3.10 Resultados energización de transformador N32

Es importante destacar que antes de que los eventos fueran probados en el algoritmo, los umbrales fueron ajustados, con el fin de hacer más eficiente y contundentes los resultados que arroje el algoritmo. De los 330 resultados (uno por cada medidor) que deduce el algoritmo, generados por los 33 sags en esta ubicación, únicamente 3 fueron erróneos; en el primero, el medidor 1 no alcanza a superar el umbral de corriente durante la energización de un transformador ubicado en el nodo 9. Los otros dos fueron mal clasificados, mostrando un resultado erróneo al deducir falla trifásica cuando los reales eventos eran arranque de motor. Esto se debe a que la potencia pos sag no aumento como se esperaba.

3.3.1 Selección de umbrales circuito CODENSA

Para mejorar la efectividad en el circuito Fundicom, se analizan los resultados de todas las simulaciones, teniendo en cuenta las mediciones más lejanas de los diferentes eventos, así mismo las mediciones de potencia más altas en energización de transformadores y fallas para el umbral de arranque de motor, también la corriente máxima en la energización de transformador y arranque de motor para corroborar el umbral de falla. Como resultado se obtienen los umbrales de la Tabla 3.11, los cuales son intercambiados en el algoritmo y se comprueban exitosamente.

$Umbral_f$	$Umbral_m$	$Umbral_t$	$Umbral_{THD}$
3.5	**0,6**	**1,4**	**0,1**

Tabla 3.11 Umbrales de decisión circuito Fundicom

3.4 Análisis general de resultados

La metodología fue comprobada con sags provenientes de dos sistemas de prueba; y los resultados obtenidos en cada uno son analizados por aparte con el fin de comprobar la efectividad del algoritmo. La matriz de confusión es una herramienta común que permite verificar la efectividad de metodologías y algoritmos. Esta matriz valida la efectividad del algoritmo identificando la localización relativa de huecos de tensión.

Los resultados de la Tabla 3.12, correspondientes a los 225 resultados que produce el algoritmo (cinco resultados correspondientes a los medidores por cada uno de los 47 sags) del sistema IEEE 13 Nodos son evaluados de la siguiente manera:

- Verdaderos positivos: Número de resultados correctos indicando dirección aguas abajo.
- Falsos negativos: Número de resultados erróneos indicando dirección aguas arriba.
- Falsos positivos: Número de resultados erróneos indicando dirección aguas abajo.
- Verdaderos negativos: Número de resultados correctos indicando dirección aguas arriba.
- Rata de verdaderos positivos: Proporción de resultados clasificados correctos aguas abajo en tanto por uno, dados por la siguiente ecuación:

$$RVP = \frac{Verdaderos\ positivos}{Falsos\ negativos + Verdaderos\ positivos} \quad (5)$$

Donde:
RVP: $Rata\ de\ verdaderos\ positivos$

Este valor representa la eficiencia con la cual el algoritmo clasifica los huecos correctamente.

- Rata de falsos positivos: Proporción de resultados clasificados incorrectamente aguas abajo en tanto por uno, está dado por la siguiente ecuación:

$$RFP = \frac{Falsos\ positivos}{Falsos\ positivos + Verdaderos\ negativos} \quad (6)$$

Donde:
RFP: $Rata\ de\ falsos\ positivos$

Este valor indica que tanto se confunde la metodología a la hora de asignar la causa de una perturbación.

- Exactitud: Representa el número total de predicciones que fueron correctas, está dado por la siguiente ecuación:

$$Ex = \frac{Verd.positivos + Verd.negativos}{Verd.positivos + Falsos\ positivos + Verd.negativos + Falsos\ negativos} \quad (7)$$

Donde:
$Ex: Exactitud$

Las medidas que se utilizaron para evaluar el desempeño del algoritmo son RVP o eficiencia, RFP o error y exactitud. Para realizar un análisis general se promedian todos los RVP y RFP.

Los resultados muestran que el algoritmo es eficiente en un 93,5% en la localización relativa y un error del 4,3% en la estimación de las mismas fallas. Los casos en que la localización fue incorrecta fueron explicados anteriormente en cada una de las ubicaciones. En general presenta una exactitud del 95.11 %.

Causa	**Fallas trifásicas**	**Arranque de motor**	**Energización de transformador**	**Total**
Verdaderos positivos	48	34	25	107
Falsos negativos	2	3	2	7
Falsos positivos	1	0	3	4
Verdaderos negativos	44	38	25	107
Rata de verdaderos positivos	0,960	0,919	0,926	0,935
Rata de falsos positivos	0,022	0,000	0,107	0,043

Tabla 3.12 Matriz de confusión con los resultados del sistema IEEE 13 Nodos

Del mismo modo se analizan los resultados para el circuito del proyecto. En la Tabla 3.13 se visualiza el resumen de los resultados del sistema Fundicom, este muestra una eficiencia del 99,1% y un error de 1,6% en la estimación del mismo evento. En general presenta una exactitud del 98,75%.

Causa	Fallas trifásicas	Arranque de motor	Energización de transformador	Total
Verdaderos positivos	50	35	23	108
Falsos negativos	0	1	0	1
Falsos positivos	0	2	1	3
Verdaderos negativos	90	72	46	208
Rata de verdaderos positivos	1,000	0,972	1,000	0,991
Rata de falsos positivos	0,000	0,027	0,021	0,016

Tabla 3.13 Matriz de confusión con los resultados del Sistema Fundicom

Cabe resaltar que se dedicó más esfuerzos para ajustar los umbrales en el sistema Fundicom, por ello la efectividad es mayor. Para concluir, la metodología cumple las expectativas, desarrollando un gran trabajo en el sistema de prueba del proyecto, tal es su funcionamiento que al encontrar causas de tensión por fallas trifásicas no presenta margen de error; en concreto un 98,75% de exactitud representa que la metodología es acertada y se puede implementar en cualquier sistema o prototipo.

4 Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

- A partir del problema propuesto inicialmente se genera un progreso a nivel académico para darle solución, la metodología implementada se hace importante ya que logra minimizar daños y afectaciones sobre la red ocasionados por huecos de tensión.

- Por medio de la metodología implementada se determinan y se caracterizan tres causas principales de huecos de tensión (Fallas en la red, energización de transformador y arranques de motores), de igual manera se logra determinar e identificar las reglas de decisión necesarias para el funcionamiento óptimo del algoritmo final.

- El algoritmo implementado en el sistema de 13 nodos de la IEEE y el sistema de Fundicom da como resultado una exactitud en las predicciones del 95,11% y 98,75% respectivamente referente a los casos simulados. Su lógica de funcionamiento genera confiabilidad a la hora de evaluar sus resultados, además presenta un margen de error inferior al 4% en la localización relativa.

- Gracias a la base de datos generada, con más de 80 eventos simulados, evaluados y analizados entre las tres causas caracterizadas se logra determinar la efectividad y confiabilidad del algoritmo

- Las reglas de decisión se determinaron a partir de las tres causas estudiadas y caracterizadas. Para la falla trifásica y energización de transformador la relación de la magnitud de la corriente antes y durante el sag se toma como decisión, además el THD para el transformador; finalmente para el motor se determina a partir del aumento de la potencia activa.

- Los monitores fueron ubicados estratégicamente para cubrir la totalidad de los sistemas de estudio de tal manera que se registre el evento en alguno de ellos, para cada una de las causas la regla de decisión se determina dependiendo de la ubicación del evento respecto al medidor ya que para las fallas, arranque de motor y energización del transformador se caracteriza en el medidor que registra el evento aguas abajo.

- Los umbrales de decisión se determinaron a partir de las características del sistema y los resultados obtenidos en las simulaciones de tal manera que las relaciones en las

tres ecuaciones cumplan con las condiciones y así puedan caracterizar el evento y su ubicación.

4.2 Recomendaciones

- Este trabajo puede tomarse como referencia para las empresas o entidades interesadas en la mejora de calidad de energía desde el punto de vista de optimización de los recursos aumentando la confiabilidad en el sistema eléctrico, ya que puede ser base para nuevos proyectos de localización de huecos de tensión.

- Para futuros trabajos relacionados se debe dar continuidad al tema haciendo énfasis en propuestas con el objetivo de mejorar la eficiencia de la metodología.

- Como futuros desarrollos se propone buscar de nuevas metodologías en las cuales se pueda obtener mayor información referente a causas de huecos de tensión. Es importante hacer énfasis en la caracterización de fallas en la red de tal manera que se pueda identificar si el agente generador de la perturbación es debido a contacto animal, descarga atmosférica, bancos de capacitores, operaciones de conmutación, etc.

- Para futuros trabajos de grado se considera importante hacer un estudio previo para identificar de manera exacta los umbrales de decisión en diferentes sistemas eléctricos, de tal forma lograr una mayor efectividad en el algoritmo encargado de encontrar la ubicación y causa del sag.

- Para simular transitorios electromagnéticos se recomienda utilizar el software ATP-EMTP debido a las herramientas y facilidades que ofrece al momento de modelar sistemas eléctricos de potencia.

- En investigaciones que contemplen algoritmos en MatLab y simulaciones en ATP-EMTP se recomienda mejorar el ingreso de la base de datos a archivos en formato .mat de tal manera que se facilite la exportación de datos al algoritmo.

5 Lista de referencias

A Method to Determine the Relative Location of Voltage Sag Source for PQ Diagnosis. (s.f.).

AC. Parsons, W. G. (2000). *A Direction Finder for Power Quality Disturbances Based Upon Disturbance Power and Energy.* Houston, Texas: Dept. of Electrical and Computer Engineering at U.T. Austin.

CREG. (2012). *Resolución CREG 065 del 2012.* Bogotá: Publicada el 25 de junio del 2012.

Dong-Jun Won, S.-I. M. (2006). *Topological Locating of Power Quality Event Source.* Seoul, Korea: INHA UNIVERSITY.

E. Belenguer, C. R. (2002). *Voltage sag source location in distribution networks.* Department of Technology. 2-3.

E. Belenguer, C. R. (2002). Voltage sag source location in distribution networks. Department of Technology. 2-3.

ICONTEC. (2008). *NTC 5001.* Bogotá: Publicada en Mayo 28 del 2008.

J. Blanco, J. F. (2013). *A new algorithm for relative location of voltage sags based on voltage measurements only* . Bucaramanga, Colombia: VII Simposio internacional sobre calidad de la energia eléctrica .

J. Mora, V. B. (2007). *Fault Location in Power Distribution Systems Using a Learning Algorithm for Multivariable Data Analysis.* Girona, España: Universidad de Girona.

Kyoung-Nam Kim, J.-W. P. (2004). *A Method to Determine the Relative Location of Voltage Sag Source for PQ Diagnosis.* Seoul, Korea: Seoul National University.

MINMINAS. (2014). *Ley 1715 del 13 de mayo del 2014.* Bogotá.

N. Hamzah, I. A. (2009). *Development of New Algorithm for Voltage Sag source location.* Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists , Vol II.

Nicolás Louzán Pérez, M. P. (2012). *International power quality discussion forum*. Obtenido de https://www.ipqdf.com/technical-methods-for-the-prevention-and-correction-of-voltage-sags-and-short-interruptions-inside-the-industrial-plants-and-in-the-distribution-networks/

P. Jarventausta, P. V. (1994). *Using fuzzy sets to model the uncertainty in the fault location process of distribution networks.* IEEE Transactions on ISSN 0885-8977.

Plata, S. R. (2002). *Plata, G. O. (2002). Perturbaciones en la onda de tension: huecos y sobre tensiones . Santander : Programa ALURE .* Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

PQ, R. (2008). *Disturbios electricos.* Atizapán de Zaragoza, Mexico: Representaciones eléctricas aguilar.

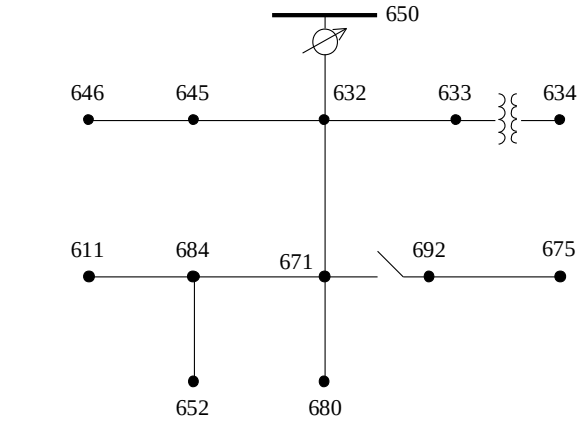
Sánchez., M. I. (2007). *IMPACTO DE LOS SAGS DE VOLTAJE EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA.* Obtenido de iscontrol: http://www.iscontrol.com.mx/sites/default/files/pdf/SAGS%20ELECRICOS.pdf

Seon-Ju Ahn, D.-J. W.-Y.-I. (2008). *A New Approach to Determine the Direction and Cause of Voltage Sag.* Seoul : Korea.

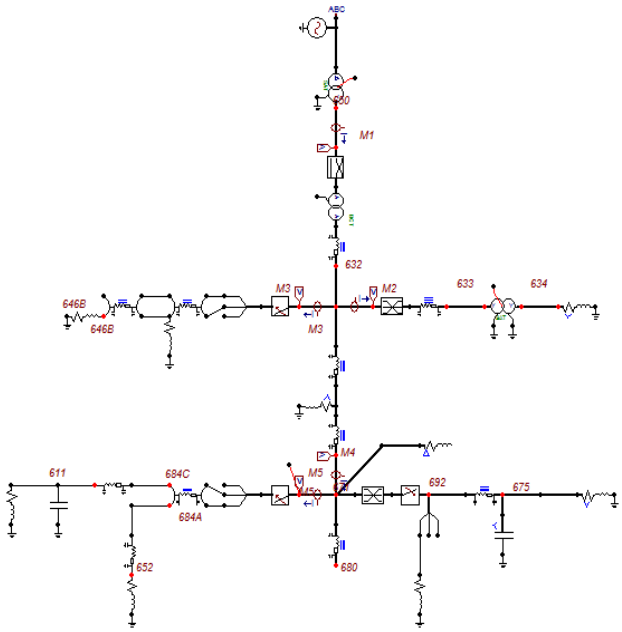
ANEXOS

A. SISTEMA DE PRUEBA IEEE 13 Nodos

A continuación se muestran los datos del sistema y las modificaciones para su simulación en ATP – EMTP, el sistema consta de 13 nodos, 2 transformadores y un autotransformador, el transformador 1 proviene de la subestación y baja la tensión de 115kV hasta 4.16kV voltios, el segundo de 4.16kV a 0.48kV, algunas de sus características se muestran a continuación. La figura A.1 muestra el sistema unifilar e implementado en ATP



a)



b)

Figura A.1 a) IEEE 13 node test feeder b) Sistema en ATP

Los parámetros del Sistema eléctrico de distribución utilizados en la simulación se muestran a continuación, en la tabla A.1 y A.2 se muestra el calibre de los conductores, espaciamiento entre ellos y se detalla el número de hilos de cada configuración.

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Tabla A.1 Configuración de datos línea aérea

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Tabla A.2 Configuración de datos línea subterránea

A continuación se identifica en la tabla A.3 la configuración de cada tramo de línea del circuito, además de su longitud, XFM-1 hace referencia al transformador 2

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Tabla A.3 Configuración de las líneas

La tabla A.4 muestra los transformadores del sistema, aunque el autotransformador no aparece en esta tabla es necesario tenerlo en cuenta el cual aumenta la tensión de salida 122 Voltios, además de los valores es necesario mostrar el tratamiento que se le hace a estos valores para introducirlos a ATP

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W	1.1	2

Tabla A.4 Parámetros de los transformadores del sistema

1. $Transformador\ de\ la\ subestacion$

$$Vp = 115kV$$

$$Vs = \frac{4.16kV}{\sqrt{3}} = 2401.777\ V$$

$$Sbase = 5000\ kVA$$
$$Vbase = 115kV$$

$$Zbase = \frac{115kV^2}{5MVA} = 2645\ Ohms$$

$$\boldsymbol{RT} = \boldsymbol{Z}base * \boldsymbol{R}\% = 2645\Omega * 0.01 = 26{,}45\Omega$$

$$\boldsymbol{XT} = \boldsymbol{Z}base * \boldsymbol{X}\% = 2645\Omega * 0.08 = 211{,}6\Omega$$

$$\boldsymbol{ZT} = 26, 45 + j211, 6\ \Omega$$

$$\boldsymbol{Zp} = \boldsymbol{Zp}, s = \boldsymbol{ZT}\ /2 = 13.225 + j105.8\ \Omega$$

$$ad = \frac{115kV}{2401.777\ V} = 47.8812$$

$$\boldsymbol{Zp}, s = ad^2 * \boldsymbol{Zs}$$

$$Zs = \frac{13.225 + j105.8}{47.8812^2} = 0.0058 + j0.0461\ ohms$$

2. $Transformador\ XFM-1$

$$Vp = \frac{4.16kV}{\sqrt{3}} = 2401.777\ V$$
$$Vs = \frac{0.48kV}{\sqrt{3}} = 277.128\ V$$

$$Sbase = 500\ kVA$$
$$Vbase = 2401.777kV$$

$$Zbase = \frac{2401.777V^2}{500000VA} = 11.54Ohms$$

$$\boldsymbol{RT} = \boldsymbol{Z}base * \boldsymbol{R}\% = 11.54\Omega * 0.011 = 0.127\Omega$$

$$\boldsymbol{XT} = \boldsymbol{Z}base * \boldsymbol{X}\% = 11.54\Omega * 0.02 = 0.2307\Omega$$

$$\boldsymbol{Z}T = 0.127 + j0.2307\ \Omega$$

$$\boldsymbol{Z}p = \boldsymbol{Z}p, s = \boldsymbol{Z}T/2 = 0.0635 + j0.1154\ \Omega$$

$$ad = \frac{2401.777\ V}{277.128V} = 8.666$$

$$\boldsymbol{Z}p, s = ad^2 * \boldsymbol{Z}s$$

$$Zs = \frac{0.0635\ +\ j0.1154\ \Omega}{8.666^2} = 0.000844 + j0.00153\ ohms$$

De igual manera con el banco de capacitores, registrado en la tabla A.5, recalcamos la importancia de poner en claro el tratamiento matemático ya que puede ser de gran utilidad para futuras investigaciones.

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

Tabla A.5 Parámetros del banco de capacitores

***Banco nodo* 675**

$$Qc = 200kVAr \text{ En Y}$$

$$Vc = 2401.777 \text{ V}$$

$$\text{banco C} = \frac{\text{Qc}}{3 \times \text{Vs}^2 \times \text{w}} = \frac{200000 \text{ VAr}}{3 \times 2401.777\text{V}^2 \times 2\pi \times 60} = 30.66uF$$

***Capacitor nodo* 611**

$$Qc = 100kVAr \text{ En Y}$$

$$Vc = 2401.777 \text{ V}$$

$$\text{C} = \frac{\text{Qc}}{\text{Vs}^2 \times \text{w}} = \frac{100000 \text{ VAr}}{2401.777\text{V}^2 \times 2\pi \times 60} = 45.983uF$$

Para cada tipo de configuración (tabla A.1) se tiene una matriz de impedancia asociada. Esta información se introduce directamente en el software

Configuración 601:

```
           Z (R +jX) in ohms per mile
 0.3465  1.0179   0.1560  0.5017   0.1580  0.4236
                  0.3375  1.0478   0.1535  0.3849
                                   0.3414  1.0348
          B in micro Siemens per mile
            6.2998   -1.9958   -1.2595
                      5.9597   -0.7417
                                5.6386
```

Configuración 602:

```
           Z (R +jX) in ohms per mile
0.7526  1.1814   0.1580  0.4236   0.1560  0.5017
                 0.7475  1.1983   0.1535  0.3849
                                  0.7436  1.2112
         B in micro Siemens per mile
           5.6990   -1.0817   -1.6905
                     5.1795   -0.6588
                               5.4246
```

Configuración 603:

```
           Z (R +jX) in ohms per mile
 0.0000  0.0000   0.0000  0.0000   0.0000  0.0000
                  1.3294  1.3471   0.2066  0.4591
                                   1.3238  1.3569
```

```
B in micro Siemens per mile
            0.0000    0.0000    0.0000
                      4.7097   -0.8999
                                4.6658
```

Configuración 604:

```
           Z (R +jX) in ohms per mile
 1.3238  1.3569   0.0000  0.0000   0.2066  0.4591
                  0.0000  0.0000   0.0000  0.0000
                                   1.3294  1.3471
          B in micro Siemens per mile
            4.6658    0.0000   -0.8999
                      0.0000    0.0000
                                4.7097
```

En la tabla A.6 se presentan los parámetros de las cargas concentradas y en la tabla A.7 las cargas distribuidas, esta información es suministrada en términos de la potencia que consumen las cargas.
Se tiene en cuenta para convertir estos valores de cargas en ohms que:

$$Ra + jXa = \frac{|Vfn|^2}{Pa - jQa} \text{ En Y}$$

$$Rab + jXab = \frac{|Vll|^2}{Pab - jQab} \text{ En } \Delta$$

Node	Load	R 1	X 1	R 2	X 2	R 3	X 3
	Model	Ohms	Ohms	Ohms	Ohms	Ohms	Ohms
634	Y-PQ	0.3259	0.2241	0.4096	0.3072	0.4096	0.3072
645	Y-PQ	0	0	22.02	16.19	0	0
646	D-Z	0	0	56.6	32.48	0	0
652	Y-Z	31.05	20.861	0	0	0	0
671	D-PQ	33.89	19.36	33.89	19.36	33.89	19.36
675	Y-PQ	10.31	4.04	42.09	47.7	12.96	9.477
692	D-I	0	0	0	0	56.9	50.54
611	Y-I	0	0	0	0	27.78	13.07

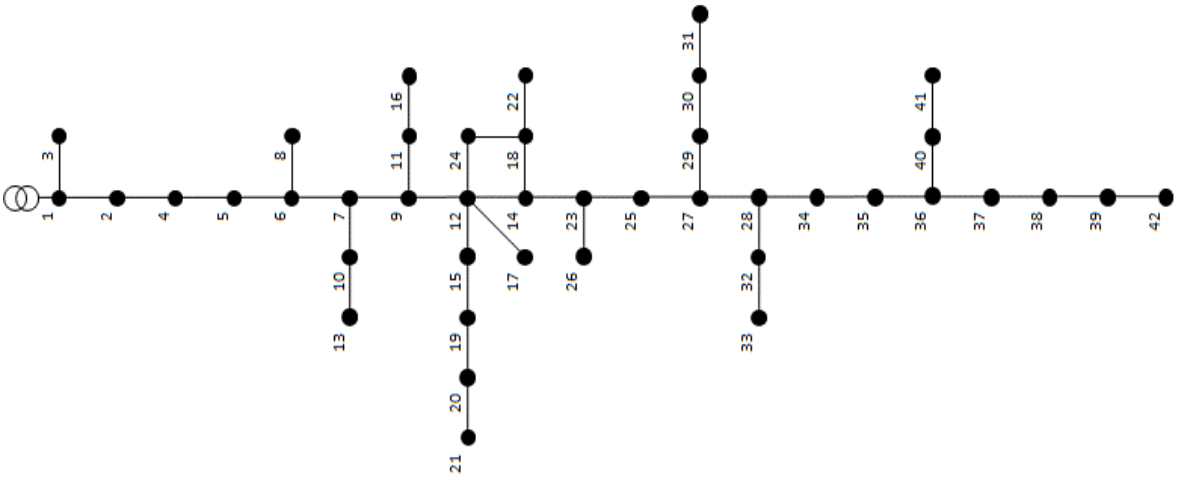
Tabla A.6 Cargas concentradas del sistema de prueba

Node	Load	R 1	X 1	R 2	X 2	R 3	X 3
	Model	Ohms	Ohms	Ohms	Ohms	Ohms	Ohms
632 - 671	Y-PQ	182.2	107.2	47.44	27.31	26.63	15.48

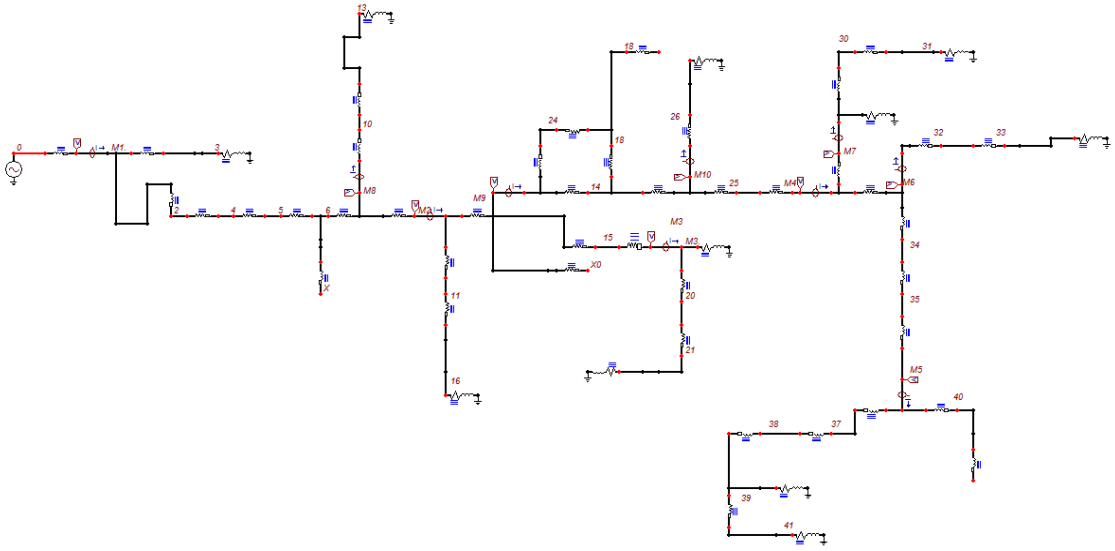
Tabla A.7 Cargas concentradas del sistema de prueba

B. SISTEMA DE PRUEBA CODENSA

El circuito proporcionado por CODENSA, fue presentado mediante diversos diagramas, planos, ubicaciones geográficas y estructuras de soporte, en la tabla B.1 se encuentran los parámetros del sistema de prueba, tales como tipo de línea, longitud, material y tipo de conductor. La figura B.1 muestra el diagrama unifilar del sistema CODENSA unifilar y en ATP.



a)



b)

Figura B.1 a) Diagrama unifilar CODENSA b) Sistema CODENSA en ATP

L	NOM_INI	TRM_CND	TRM_NOM	TIPO_TR	LON [m]	MATERIAL	Tramo	
1	FUNDIKOM	300 MCM CU XLPE	FUNDIKOM;E.96095653	SUBTERRANEO	9,64	COBRE	0	1
2	E.96095653	300 MCM CU XLPE	25242;E.96095653	SUBTERRANEO	143,29	COBRE	1	3
2	E.96095653	300 MCM CU XLPE	E.96095653;S27142	SUBTERRANEO	109,70	COBRE	1	2
3	S27142	266.8 KCMIL ACSR SEMIAISL	S27142;S27143	AEREO	1333,45	ALUMINIO	2	4
4	S27143	300 MCM CU XLPE	S27143;S27144	SUBTERRANEO	454,33	COBRE	4	5
5	S27144	2/0 ACSR DESNUDO (6)	D.24525646;S27144	AEREO	2,76	ALUMINIO	5	6
6	D.24525646	2/0 ACSR DESNUDO (6)	D.24525646;D.44137845	AEREO	100,49	ALUMINIO	6	7
6	D.24525646	2/0 ACSR DESNUDO (6)	D.24525646;S27141	AEREO	33,40	ALUMINIO	6	8
7	D.44137845	4/0 AL SEMIAISLADO (94)	D.44137845;E44137883___	AEREO	126,50	ALUMINIO	7	9
7	D.44137845	4/0 ACSR DESNUDO (8)	D.44137845;S7824	AEREO	3,94	ALUMINIO	7	10
8	E44137883___	2/0 ACSR DESNUDO (6)	EL_53786832	AEREO	522,70	ALUMINIO	9	12
8	E44137883___	4/0 ACSR DESNUDO (8)	E44137883___;S.23870119	AEREO	17,58	ALUMINIO	9	11
8	S7824	4/0 ACSR DESNUDO (8)	26977;S7824	AEREO	43,54	ALUMINIO	10	13
9	E44137736I_D	4/0 AL SEMIAISLADO (94)	EL_53786810	AEREO	66,77	ALUMINIO	12	14
9	E44137736I_D	2/0 ACSR DESNUDO (6)	E44137736I_D;S7474	AEREO	5,88	ALUMINIO	12	15
9	S.23870119	4/0 CU TRIPLEX (74)	79256;S.23870119	SUBTERRANEO	44,40	COBRE	11	16
10	D.44137712	4/0 AL SEMIAISLADO (94)	D.44137712;S29117	AEREO	6,09	ALUMINIO	12	17
10	D.44137712	4/0 AL SEMIAISLADO (94)	D.44137712;S29118	AEREO	1,94	ALUMINIO	14	18

10	S7474	4/0 CU AWG TRIPLEX 34 5 KV	S7474;E5325384431	SUBTERRANEO	83,32	COBRE	15	19
11	S29118	4/0 AL SEMIAISLADO (94)	RC1416;S29118	AEREO	1,99	ALUMINIO	18	22
11	E5325384431	4/0 CU AWG TRIPLEX 34 5 KV	E5325384431;E5325385612	SUBTERRANEO	78,42	COBRE	19	20
13	43144	4/0 CU AWG TRIPLEX 34 5 KV	43144;E5325385632	SUBTERRANEO	126,93	COBRE	20	21
12	D1.44137712	4/0 AL SEMIAISLADO (94)	EL_62001174	AEREO	750,28	ALUMINIO	14	23
12	D1.44137712	4/0 AL SEMIAISLADO (94)	D1.44137712;S29119	AEREO	4,05	ALUMINIO	12	24
13	E44137641S__	2/0 ACSR DESNUDO (6)	E44137641S__;S15428	AEREO	47,42	ALUMINIO	23	25
13	S29119	4/0 AL SEMIAISLADO (94)	RC1416;S29119	AEREO	2,02	ALUMINIO	24	18
13	E44137641S__	2/0 ACSR DESNUDO (6)	E44137641S__;76504	AEREO	182,26	COBRE	23	26
14	S15428	2/0 ACSR DESNUDO (6)	S15428;E44123377I_D	AEREO	1251,33	ALUMINIO	25	27
21	E44123377I_D	266.8 ACSR DESNUDO (85)	EL_53787040	AEREO	569,76	ALUMINIO	27	28
21	E44123377I_D	2/0 ACSR DESNUDO (6)	EL_40830090	AEREO	140,18	ALUMINIO	27	29
22	D1.23930393	266.8 ACSR DESNUDO (85)	D1.23930393;S1.44130194	AEREO	194,34	ALUMINIO	28	34
23	S5431	4/0 AL DESNUDO (16)	EL_40828973	AEREO	1595,52	ALUMINIO	28	32
23	43134	2/0 CU AWG TRIPOLAR	43134;E5325393921	SUBTERRANEO	43,42	COBRE	29	30
23	S1.44130194	300 ASC KCMIL TRIPLEX	S1.44130194;S29973	SUBTERRANEO	29,58	ALUMINIO	34	35
24	S29973	4/0 ACSR DESNUDO (8)	EL_40828937	AEREO	628,18	ALUMINIO	35	36

24	E5325393921	2/0 ASC AWG TRIPLEX 34 5 KV	E5325393921;E5325394121	SUBTERRANEO	537,74	ALUMINIO	30	31
24	S7400	2/0 CU TRIPLEX (71)	EL_40829917	SUBTERRANEO	7,26	COBRE	32	33
25	S15470	4/0 ACSR DESNUDO (8)	EL_40829899	AEREO	36,45	ALUMINIO	36	37
26	S7393	4/0 ACSR DESNUDO (8)	EL_66571372	AEREO	2,50	ALUMINIO	37	38
27	S15470	4/0 AWG AL TRIPLEX XLPE	EL_40829846	SUBTERRANEO	79,95	ALUMINIO	36	40
27	S33096	300 ASC KCMIL TRIPLEX	EL_40829876	SUBTERRANEO	59,13	ALUMINIO	38	39
30	E44123123I__	4/0 AL DESNUDO (16)	EL_40828925	AEREO	534,29	ALUMINIO	40	41

Tabla B.1 Parámetros sistema de prueba Fundicom

C. CARACTERÍSTICAS SIMULACIÓN SAGS

Los tres eventos simulados tienen características diferentes, el primero de ellos es la falla trifásica; en ATP y la mayoría de los programas de simulación es relativamente el más sencillo de generar, se puede visualizar en la imagen C.1 un spliter, cada uno de sus tres ramales tiene una resistencia variable llamada resistencia de falla, a lo largo del proyecto esta resistencia fue modificada entre 0.5 y 5 ohms, los interruptores hace un corrimiento del tiempo para ver con mayor precisión el tiempo de inicio y duración del sag.

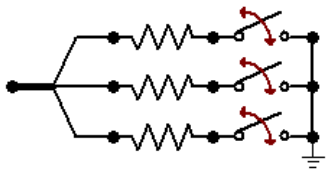


Figura C.1 Modelo falla trifásica a tierra

Para el arranque de motor de inducción se usó la maquina UM_3 de la figura C.2, la cual posee valores de una máquina de un sistema de distribución industrial. La fuente F1 se utiliza para especificar el torque mecánico asociado a la carga, las resistencias paralelas a la fuente representan los coeficientes de fricción de la máquina y el capacitor especifica el momento de inercia, en todas las simulaciones se utiliza la máquina a plena carga.

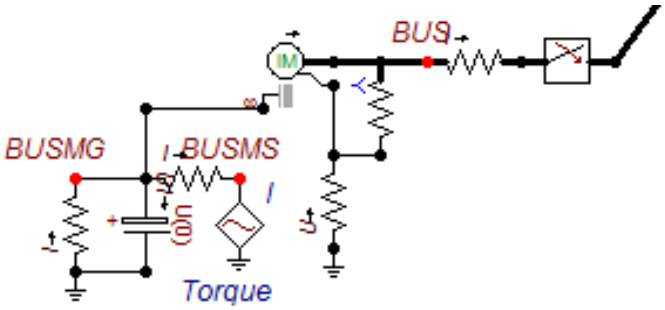


Figura C.2 Modelo motor de inducción

La última de las causas de sags es la energización de un transformador, el modelo usado es el XFMR el cual puede ser visto en la figura C.3, ya que proporciona una mejor representación de las características del núcleo, además de su fácil implementación, en el sistema de CODENSA e IEEE se usa con una potencia de 1500 kVA ya que es acorde a los existentes en el circuito.

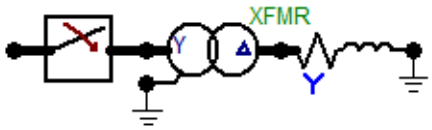


Figura C.3 Modelo transformador trifásico

Por último, se toma el bloque Fourier tomado de “Models” visto en la figura C.4, el cual permite tomar cualquier señal de entrada de un circuito y transformar la señal, obteniendo las señales armónicas hasta un orden de 26, que es el máximo que puede extraer un probador (M). Las salidas representan magnitud y fase

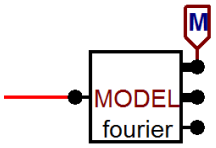


Figura C.4 Modelo Fourier

D. RESUMEN RESULTADOS BASE DE DATOS

La base de datos presenta gran cantidad de información ya que una vez realizadas las simulaciones, se consolidó una base de datos con 565 registros pre y 565 post evento, en la tabla D.1 se registran los resultados para las dos ubicaciones usadas en el sistema de prueba de la IEEE y en la tabla D.2 los resultados para el sistema Fundicom CODENSA.

	Caso	Descripción del evento	Localización exitosa					Error relativo [%]
			M1	M2	M3	M4	M5	
Sistema de prueba IEEE 13 Nodos Ubicación 1	1	Arranque motor de inducción en N680	✓	✓	✓	✓	✓	0
	2	Arranque motor de inducción en N632	✓	✓	✓	✓	✓	0
	3	Arranque motor de inducción en N633	✓	✓	✓	✓	✓	0
	4	Arranque motor de inducción en N632AM3	✓	✓	✓	✓	✓	0
	5	Arranque motor de inducción en N634	X	✓	✓	✓	✓	20
	6	Arranque motor de inducción en N675	✓	✓	✓	✓	✓	0
	7	Arranque motor de inducción en N671	✓	✓	✓	✓	✓	0
	8	Falla trifásica a tierra N634	X	✓	✓	✓	✓	20
	9	Falla trifásica a tierra N633	✓	✓	✓	✓	✓	0
	10	Falla trifásica a tierra N675	✓	✓	✓	✓	✓	0
	11	Falla trifásica a tierra N671	✓	✓	✓	✓	✓	0
	12	Falla trifásica a tierra N632	✓	✓	✓	✓	✓	0
	13	Falla trifásica a tierra N680	✓	✓	✓	✓	✓	0
	14	Falla trifásica a tierra N671AM5	✓	✓	✓	✓	✓	0
	15	Falla trifásica a tierra N632AM3	✓	✓	✓	✓	✓	0
	16	Falla trifásica a tierra AUTOTRAFO	✓	✓	✓	✓	✓	0
	17	Falla trifásica a tierra 632-671	✓	✓	✓	✓	✓	0
	18	Energización transformador N632-633	✓	✓	✓	✓	✓	0
	19	Energización transformador N632-671	✓	✓	✓	✓	X	20
	20	Energización transformador N671-680	✓	✓	✓	✓	✓	0
	21	Energización transformador N692-675	✓	✓	✓	✓	✓	0
	22	Energización transformador N671	✓	✓	✓	✓	✓	0
	23	Energización transformador N650-632	✓	✓	✓	✓	✓	0
	24	Falla trifásica centro línea 632-671	✓	✓	✓	✓	✓	0
	25	Arranque motor de inducción N692	✓	✓	✓	✓	✓	0
	26	Energización transformador N633	✓	✓	✓	✓	✓	0
Sistema de prueba IEEE 13 Nodos Ubicación 2	27	Falla trifásica a tierra N632-671	✓	✓	✓	✓	✓	0
	28	Falla trifásica a tierra N633	✓	✓	✓	✓	✓	0
	29	Falla trifásica a tierra N632	✓	✓	✓	✓	✓	0
	30	Falla trifásica a tierra N675	✓	✓	✓	✓	✓	0
	31	Falla trifásica a tierra N680	✓	✓	✓	✓	✓	0
	32	Falla trifásica a tierra N671	✓	✓	✓	✓	✓	0
	33	Falla trifásica a tierra N692	✓	X	X	✓	✓	40
	34	Falla trifásica a tierra Transformador 1	✓	✓	✓	✓	✓	0
	35	Arranque motor de inducción en N680	✓	✓	✓	✓	✓	0

	36	Arranque motor de inducción en N632	✓	✓	✓	✓	✓	0
	37	Arranque motor de inducción en N633	✓	✓	✓	✓	✓	0
	38	Arranque motor de inducción en N634	✓	✓	✓	✓	✓	0
	39	Arranque motor de inducción en N675	✓	X	X	✓	✓	40
	40	Arranque motor de inducción en N671	✓	✓	✓	✓	✓	0
	41	Arranque motor de inducción en N632-671	✓	✓	✓	✓	✓	0
	42	Energización transformador N633	✓	✓	✓	✓	✓	0
	43	Energización transformador N632	✓	✓	✓	✓	✓	0
	44	Energización transformador N671	X	✓	✓	✓	✓	20
	45	Energización transformador N632-671	X	✓	✓	X	✓	40
	46	Energización transformador N692	X	✓	✓	✓	✓	20
	47	Energización transformador N680	✓	✓	✓	✓	✓	0

Tabla D.1 Resultados del algoritmo en sistema IEEE 13 Nodos

Caso	Descripción del evento	Localización exitosa										Error relativo [%]
		M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	
48	Falla trifásica a tierra N18	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
49	Falla trifásica a tierra N42	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
50	Falla trifásica a tierra N40	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
51	Falla trifásica a tierra N32	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
52	Falla trifásica a tierra N35	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
53	Falla trifásica a tierra N20	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
54	Falla trifásica a tierra N25	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
55	Falla trifásica a tierra N4	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
56	Falla trifásica a tierra N11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
57	Falla trifásica a tierra N13	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
58	Falla trifásica a tierra N16	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
59	Falla trifásica a tierra N26	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
60	Falla trifásica a tierra N30	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
61	Falla trifásica a tierra N39	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
62	Arranque motor de inducción en N3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
63	Arranque motor de inducción en N16	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
64	Arranque motor de inducción en N21	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	10

65	Arranque motor de inducción en N15	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
66	Arranque motor de inducción en N41	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
67	Arranque motor de inducción en N34	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
68	Arranque motor de inducción en N33	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
69	Arranque motor de inducción en N31	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	10
70	Arranque motor de inducción en N27	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
71	Arranque motor de inducción en N26	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
72	Arranque motor de inducción en N18	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
73	Energización transformador N12	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	10
74	Energización transformador N32	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
75	Energización transformador N20	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
76	Energización transformador N17	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
77	Energización transformador N8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
78	Energización transformador N31	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0
79	Arranque motor de inducción en N18	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	0
80	Falla trifásica a tierra N9	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	0

Tabla D.2 Resultados del algoritmo en sistema Fundicom CODENSA

E. ALGORITMO EN MatLab

La metodología programada en MatLab toma como entrada la base de datos, cuando se evalúa el sistema de prueba IEEE se utilizan la primera parte en la cual se estipula el tamaño de los datos de entrada lo cual no es trascendental, y los umbrales llamados Thr

(Threshold por sus siglas en ingles), por otro lado cuando los datos del sistema de prueba Codensa fue usado la última parte en donde cambian los valores umbral.

```
%ALGORITMO PARA IDENTIFICAR LA LOCALIZACIÓN DE FUENTES DE SAGS Y CAUSAS
%                          EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
 % Copyright © 2015 por Jonathan A. Giraldo Monsalve & Johnathan W. Rojas
                  Rodríguez.Todos los derechos reservados.
%--------------------------------------------------------------------------
%                Sistema de prueba IEEE 13 Node Test Feeder
clc
clear all
Archivo = 'PQMs48.xlsx';
M = xlsread(Archivo,'matriz');

%         Isag/Ipre                 DP/Pre                DTHD
M1 = [  M(1,2)/M(1,1)     (M(1,4)-M(1,3))/M(1,4)    M(1,6)-M(1,5);
        M(2,2)/M(2,1)     (M(2,4)-M(2,3))/M(2,4)    M(2,6)-M(2,5);
        M(3,2)/M(3,1)     (M(3,4)-M(3,3))/M(3,4)    M(3,6)-M(3,5);
        M(4,2)/M(4,1)     (M(4,4)-M(4,3))/M(4,4)    M(4,6)-M(4,5);
        M(5,2)/M(5,1)     (M(5,4)-M(5,3))/M(5,4)    M(5,6)-M(5,5); ];

nPQM=size(M1,1);

     %LF IM THD TR
Thr=[3 0.2 0.1 1.2];

for i=1:nPQM

    if M1(i,3)>=Thr(1,3) && M1(i,1)>=Thr(1,4)

        Res(i,1)=1;  disp ('Energización de trafo aguas abajo del M:'),
disp (i)

    elseif M1(i,3)>=Thr(1,3) && M1(i,1)<Thr(1,4)

        Res(i,1)=0; disp ('Sag aguas arriba del M:'), disp (i)

    elseif M1(i,2)>=Thr(1,2)

        Res(i,1)=2; disp ('Arranque motor trifásico aguas abajo del M:'),
disp (i)

    elseif M1(i,1)>=Thr(1,1)

        Res(i,1)=3; disp ('Falla trifasica aguas abajo del M:'), disp (i)

    else
```

```
        Res(i,1)=0; disp ('Sag aguas arriba del M:'), disp (i)

    end

end
% Res
%%Sistema de prueba circuito Fundicom Codensa
clc
clear all
Archivo = 'PQMs66.xlsx';
M = xlsread(Archivo,'matriz');

%        Isag/Ipre                DP/Pre                DTHD
M1 = [  M(1,2)/M(1,1)     (M(1,4)-M(1,3))/M(1,4)     M(1,6)-M(1,5);
        M(2,2)/M(2,1)     (M(2,4)-M(2,3))/M(2,4)     M(2,6)-M(2,5);
        M(3,2)/M(3,1)     (M(3,4)-M(3,3))/M(3,4)     M(3,6)-M(3,5);
        M(4,2)/M(4,1)     (M(4,4)-M(4,3))/M(4,4)     M(4,6)-M(4,5);
        M(5,2)/M(5,1)     (M(5,4)-M(5,3))/M(5,4)     M(5,6)-M(5,5);
        M(6,2)/M(6,1)     (M(6,4)-M(6,3))/M(6,4)     M(6,6)-M(6,5);
        M(7,2)/M(7,1)     (M(7,4)-M(7,3))/M(7,4)     M(7,6)-M(7,5);
        M(8,2)/M(8,1)     (M(8,4)-M(8,3))/M(8,4)     M(8,6)-M(8,5);
        M(9,2)/M(9,1)     (M(9,4)-M(9,3))/M(9,4)     M(9,6)-M(9,5);
        M(10,2)/M(10,1)   (M(10,4)-M(10,3))/M(10,4)  M(10,6)-M(10,5);];

nPQM=size(M1,1);
    % LF  IM  THD TR
Thr=[3.5 0.6 0.1 1.4];

for i=1:nPQM

    if M1(i,3)>=Thr(1,3) && M1(i,1)>=Thr(1,4)

        Res(i,1)=1;  disp ('Energización de transformador aguas abajo del
M:'), disp (i)

    elseif M1(i,3)>=Thr(1,3) && M1(i,1)<Thr(1,4)

        Res(i,1)=0; disp ('Sag aguas arriba del M:'), disp (i)

    elseif M1(i,2)>=Thr(1,2)

        Res(i,1)=2; disp ('Arranque motor trifásico aguas abajo del M:'),
disp (i)

    elseif M1(i,1)>=Thr(1,1)

        Res(i,1)=3; disp ('Falla trifásica aguas abajo del M:'), disp (i)

    else
```

```
            Res(i,1)=0; disp ('Sag aguas arriba del M:'), disp (i)
        end
    end
```