

**LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA PARA  
LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN  
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**LINA MERCEDES ÁLVAREZ BECHARA  
LEIDY JOHANNA VESGA ROMERO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2016**

**LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA PARA  
LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN  
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**LINA MERCEDES ALVAREZ  
LEIDY JOHANNA VESGA ROMERO**

**Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electricista**

**Director:**

**JAIRO BLANCO SOLANO  
Magíster en Ingeniería Eléctrica**

**Co-director:**

**GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA  
Dr. Ingeniero Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2016**

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a esa energía del universo que tiene tantos nombres, pero a quien yo quiero llamarlo Dios, porque me ha dado muchas bendiciones, entre ellas la oportunidad de formarme profesionalmente y de terminar mis estudios a pesar de las dificultades encontradas en el camino.

A mis padres Betty y Eloy, quienes me apoyaron de diversas maneras durante todos estos años universitarios, siempre confiando en mis capacidades, atentos y dispuestos para que mi realización personal y profesional se hiciera una realidad. Su compañía en la distancia, todos los consejos y atenciones me dieron la fuerza para esforzarme e intentar aprender de esta experiencia no solo académicamente, sino como persona. El apoyo incondicional que me han ofrecido ha sido clave para mi desarrollo como profesional y es por eso que hoy quiero dedicarles este proyecto a ustedes, quienes siempre estuvieron allí.

A mi familia, en especial a mi hermana María Beatriz, a mi tío Oscar, a Nancy, y a Liliana, porque sin importar si estaba cerca o lejos estuvieron conmigo ayudándome en todo momento, por hacerme sentir su apoyo incondicional en la distancia.

A mis amigas y amigos por todos los buenos ratos compartidos, por hacer mi transitar más fácil y feliz. A Claudinha e Ibis Ilias por enfatizar en mis capacidades intelectuales, quienes siempre creyeron en mí, por su amistad incondicional. A la costeña, a Nathalia, a Marly, y al profesor René quienes llegaron a mi vida en momentos precisos, cuando necesité ayuda, compañía, diversión, favores, estuvieron a mi lado.

A Diana por estar allí en momentos difíciles, por sus palabras y consejos dados desinteresadamente.

A mis compañeras de equipo de futbol sala de la universidad, por los momentos de entrega con el equipo, por los viajes, las derrotas y victorias que vivimos, las cuales nos hicieron crecer y entender el verdadero valor del deporte.

A mis profesores, de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, por todas las enseñanzas, por transmitir su conocimiento, el cual asumo hoy para seguir sus pasos. Especialmente al profesor Jairo Blanco por todas sus orientaciones, disposición para resolverme las dudas respecto al proyecto.

Lo que aprendí en la universidad no se reduce a números y libros, sino a lo que pude aprender con cada persona que conocí en el camino.

Muchas gracias.

## **AGRADECIMIENTOS**

Hoy estoy muy agradecida con todas las personas, que, con su apoyo, su cariño, su compañía y dedicación hicieron que desde el inicio de mi formación profesional me sintiera muy motivada para cumplir con un objetivo el cual abarca una parte muy importante de mi proyecto de vida.

Doy gracias a Dios por todas las bendiciones; a mis padres Jaime y Mariela quienes siempre me apoyan, me aconsejan y me motivan a esforzarme para seguir adelante cuando aparecen las dificultades.

A mi hermana Sandra, quien siempre me aconsejo.

A mi novio Oscar quien siempre me acompaño y me apoyo en todos los momentos de este camino.

A todos los profesores que compartieron conmigo sus conocimientos, en especial al profesor Jairo Blanco quien me colaboro y me guio para sacar adelante este proyecto.

Por ultimo gracias a todos por que ha sido un apoyo incondicional para cada día mejorar y poder crecer profesionalmente y como persona.

Gracias.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	18
1. GENERALIDADES .....	20
1.1 ANTECEDENTES .....	20
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	20
1.3 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN .....	23
1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO .....	24
1.5 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO .....	25
2. MARCO TEÓRICO .....	27
2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN.....	27
2.1.1 Magnitud del hundimiento de tensión .....	29
2.1.2 Profundidad del hundimiento de tensión.....	29
2.1.3 Duración del hundimiento de tensión .....	30
2.1.4 Clasificación de los hundimientos de tensión.....	30
2.1.5 Causas y efectos de los hundimientos de tensión .....	32
2.2 LOCALIZACIÓN DE MONITORES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN. ....	33
2.3 CONCEPTO DE OBSERVABILIDAD DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN. ....	34
2.4 SIMRF.....	35
3. METODOLOGÍAS ORIENTADAS A LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA.....	36
3.1 MÉTODOS BASADOS EN EXPRESIONES ANALÍTICAS PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES. ....	36
3.1.1 AAM Considerando fallas en las barras .....	37
3.1.2 Matriz de área de alcance de los monitores (AAM) basada en expresiones analíticas.....	39

3.1.3 Área de alcance del monitor (AAM) .....	40
3.1.4 Monitores en la matriz AAM considerando fallas en las líneas .....	41
3.1.5 Método de localización de fallas mejorado (MLF).....	41
3.1.6 Área de alcance del monitor topológico .....	42
3.1.7 Método de localización óptima de monitores .....	43
3.2 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA TENIENDO EN CUENTA LA TOPOLOGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y EL ÁREA DE ALCANCE DEL MONITOR. ....	44
3.2.1 Localización óptima de monitores de tensión para estimar el comportamiento de los hundimientos. ....	46
3.2.2 Deficiencias del programa de monitorización de hundimientos .....	48
3.2.3 Metodología para el monitoreo de tensiones que se catalogan como hundimientos.....	48
3.3 MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA EN SISTEMAS DE ENERGÍA.....	49
3.3.1 Vector decisión .....	50
3.3.2 Función objetivo.....	50
3.4 MÉTODO DE POSICIONES DE FALLA (MPF). ....	51
3.5 TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN APLICADAS EN LA LOCALIZACIÓN DE MONITORES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA.....	58
3.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS METODOLOGÍAS ESTUDIADAS.....	61
4. IMPLEMENTACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS OBJETO DE ESTUDIO.....	65
4.1 METODOLOGÍA ATAM PARA LA DETECCIÓN DE HUNDIMIENTOS.....	65
5. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE LA MATRIZ ATAM.....	79
5.1 METODOLOGÍA AAM PARA LA DETECCIÓN DE HUNDIMIENTOS.....	80
5.1.1 Pasos para la implementación de la metodología AAM para el monitoreo de hundimientos de tensión .....	83
5.1.2 Localización óptima de monitores de calidad de potencia en el sistema de 33 barras .....	90

6. RESULTADOS OBTENIDOS AL APLICAR LA METODOLOGÍA SELECCIONADA (AAM) A UNSISTEMA DE 34 BARRAS DE LA IEEE (VER ANEXO 6).....	95
6.1 CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ AAM PARA LA DETECCIÓN DE HUNDIMIENTOS. ....	97
6.2 PRIORIZACIÓN DE BARRAS CON ÁREA DE VULNERABILIDAD MÁS GRANDE Y ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE LOS MONITORES. ....	100
6.3 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA, SISTEMA DE 34 BARRAS.....	102
6.4 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA, SISTEMA DE 34 BARRAS.....	106
7. CONCLUSIONES .....	109
BIBLIOGRAFÍA.....	111
ANEXOS.....	116

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Característica de un hundimiento de tensión.....	29
Figura 2. Interfaz de SimRF en modo simulación .....	35
Figura 3. Sistema eléctrico. ....	40
Figura 4. Sistema radial .....	45
Figura 5. La metodología para priorizar a las barras con mayor sensibilidad a los hundimientos de tensión .....	55
Figura 6. Matriz de Observabilidad binaria, umbral $p \leq 0,6$ p.u. durante fallas de línea a línea (fase B).....	57
Figura 7. Pasos para la implementación de la metodología ATAM.....	67
Figura 8. Esquema del sistema de distribución de 33 barras, falla aplicada a la barra 32 .....	69
Figura 9. Hundimientos de tensión en las fases A, B, C en la barra 17, cuando ocurre una falla trifásica en la Barra 32. ....	71
Figura 10. Hundimientos de tensión en las fases A, B, C en la barra 32, cuando ocurre una falla trifásica en la Barra 32. ....	72
Figura 11. Sin Hundimiento de tensión en la barra 18, cuando ocurre una falla trifásica en la Barra 32.....	73
Figura 12. Localización óptima de monitores en el sistema de 33 barras.....	78
Figura 13. Sistema de 33 barras, 33 barras ficticias, con resistencias puestas a tierra. ....	81
Figura 14. Pasos de la Metodología AAM para la localización óptima de monitores. ....	82
Figura 15. Interfaz de SimRF en modo simulación. ....	85
Figura 16. Sistema de 34 barras, dividido en 2 partes iguales. ....	96

Figura 17. Localización de un monitor en la barra 35. Falla monofásica en la barra 53. .... 106

Figura 18. Hundimiento de tensión ante una falla monofásica fase B en la barra 53. .... 107

Figura 19. Hundimiento de tensión ante una falla bifásica en la barra 17..... 107

Figura 20. Hundimiento de tensión ante una falla trifásica en la barra 7. .... 108

## LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Clasificación de perturbaciones de corta duración según el estándar IEEE 1159. ....	31
Tabla 2. Parámetros relevantes de las diferentes metodologías. ....	62
Tabla 3. Matriz de tensiones de falla (MF). Primeras 10 filas y columnas. ....	74
Tabla 4. Localización de monitores en el sistema de 33 barras ....	79
Tabla 5. Barras más sensibles a caídas de tensión ante la ocurrencia de diferentes tipos de fallas. ....	88
Tabla 6. Asignación del vector de ponderaciones matriz AAM monofásica. ....	89
Tabla 7. Arreglo óptimo de monitores para los tres tipos de fallas.....	91
Tabla 8. Vector resultante que muestra el número de monitores de las primeras 24 barras. ....	93
Tabla 9. Comparación de eficiencias entre metodologías diseñadas. ....	94
Tabla 10. Barras más expuestas a caídas de tensión ante la ocurrencia de diferentes tipos de fallas para el sistema de 34 barras. ....	99
Tabla 11. Posiciones correspondientes a las barras reales del sistema de 34 barras de la IEEE.....	99
Tabla 12. Asignación del vector de ponderaciones matriz AAM monofásica sistema de 34 barras.....	101
Tabla 13. Arreglo óptimo de monitores para los tres tipos de fallas del sistema de 34 barras.....	103
Tabla 14. Vector resultante (transpuesto) que muestra el número hundimientos detectados por los monitores en las barras del sistema. ....	103
Tabla 15. Matriz AAM monofásica (10 primeras filas y columnas).....	105

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. Sistema IEEE 33 Nodes: 12,660 KV de línea en la subestación (NODO 0). configuración topológica: .....	116
ANEXO B. La determinación de la matriz ATAM en el software MATLAB.....	119
ANEXO C. La determinación de la matriz AAM en el software MATLAB.....	128
ANEXO D. Matriz monofásica.....	134
ANEXO E. Optimización .....	135
ANEXO F. Parámetros del sistema de 34 barras reportado en la IEEE .....	138
ANEXO G. Código para la construcción de la matriz AAM para el sistema de 34 barras. ....	156
ANEXO H. Fuentes bibliográficas (Medio magnético) .....	160
ANEXO I. SISTEMA 33 Barras AAM (Medio magnético).....	161
ANEXO J. Sistema 33 Barras ATAM (Medio magnético).....	162
ANEXO K. Sistema 34 Barras AAM (Medio magnético) .....	163
ANEXO L. Revisión bibliográfica (Medio magnético).....	164

## RESUMEN

**TÍTULO:** LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

**AUTORES:** LINA MERCEDES ÁLVAREZ\*\*  
LEIDY JOHANNA VESGA ROMERO

**PALABRAS CLAVES:** Localización óptima de monitores, hundimientos de tensión.

### DESCRIPCIÓN:

En el desarrollo de este trabajo de investigación se analiza un caso específico de un sistema de distribución de energía eléctrica de 33 barras, reportado en la IEEE, como prueba. Este sistema permite evaluar dos metodologías de localización óptima de monitores de calidad de potencia, después de revisar varias metodologías en la exploración bibliográfica.

Las metodologías implementadas en este estudio fueron enfocadas a la localización óptima de monitores de calidad de potencia para la estimación de los hundimientos de tensión. En primer lugar, se ejecutó la metodología para la localización de hundimientos de tensión, teniendo en cuenta la topología del sistema y el área de alcance del monitor. En segundo lugar, se utilizó la metodología para localizar hundimientos de tensión, teniendo en cuenta el área de alcance del monitor. La finalidad de estas metodologías consistió principalmente en la selección de un sistema de monitorización parcial, el cual va a garantizar la observabilidad de los hundimientos de tensión, con base en los registros de tensión almacenados en los monitores, cuando en el sistema se presenten fallas que generen hundimientos de tensión.

Finalmente, la metodología más adecuada para la localización óptima de monitores de calidad de potencia fue la metodología matriz de área de alcance del monitor, porque presenta menos limitantes que los identificados en la metodología matriz de área de alcance teniendo en cuenta la topología del sistema, como, por ejemplo, que esta última puede ser aplicable solamente en sistemas eléctricos balanceados. La presentación del método seleccionado, fue implementado como objetivo de este trabajo en un sistema reportado en la IEEE de 34 barras.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Jairo Blanco Solano, Magíster en Ingeniería Eléctrica. Co-director: Gabriel Ordóñez Plata, Dr. Ingeniero Industrial

## ABSTRACT

**TÍTULO:** OPTIMAL LOCATION OF POWER QUALITY MONITOR FOR ESTIMATING STATE OF TENSION SAGS SYSTEMS ELECTRICITY.\*

**AUTHORS:** LINA MERCEDES ÁLVAREZ\*\*  
LEIDY JOHANNA VESGA ROMERO

**KEYWORDS:** optimal location of power quality monitor, voltage sags.

### DESCRIPTION:

In developing this research a specific case of a system of power distribution bars 33, reported in IEEE, as evidence analyzed. This system allows two methodologies to evaluate optimum location of power quality monitors, after reviewing several exploration methods in the literature.

The methodologies implemented in this study were aimed at the optimal location of power quality monitors for estimating voltage subsidence. First, the methodology for locating executed voltage collapses, taking into account the topology of the system and the range of the monitor. Methodology was used secondly to locate voltage collapses, taking into account the range of the monitor. The purpose of these methods consisted mainly of selecting a partial monitoring system, which will ensure the observability of subsidence voltage, based on the records stored voltage on the monitors when the system failures that occur generate voltage collapses.

Finally, the most appropriate methodology for the optimal location of power quality monitors matrix methodology was the range of the monitor, that has fewer limitations than those identified in the matrix methodology within range considering the system topology, as, for example, the latter may be applicable only balanced electrical systems. The presentation of the selected method was implemented as objective of this work reported in the IEEE 34-bar system

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineering, School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications. Director: Jairo Blanco Solano, Master in Electrical Engineering. Co-director: Gabriel Ordonez Plata, Dr. Industrial Engineer

## NOMENCLATURA

<b>CP</b>	Calidad de potencia
<b>SD</b>	Sistemas de distribución
<b>MOB</b>	Matriz de observabilidad binaria.
<b>FLLL</b>	Falla línea línea línea.
<b>FLT</b>	Falla línea tierra.
<b>FLL</b>	Falla línea a línea.
<b>FLLT</b>	Falla línea línea a tierra.
<b>AAM</b>	Área de alcance del monitor
<b>MCP</b>	Monitores de calidad de potencia.
<b>MB</b>	Matriz binaria
<b>MLF</b>	Método de localización de fallas
<b>ATAM</b>	Área topológica de alcance del monitor
<b>ISH</b>	Índice de severidad del hundimiento
<b>AG</b>	Algoritmo genético
<b>MF</b>	Matriz de tensiones de falla
<b>MP</b>	Vector monitor de localización
<b>PMOH</b>	Programa de monitoreo óptimo de hundimientos
<b>RF</b>	Resistencia de falla
<b>ATP</b>	Alternative transients program
<b>GISEL</b>	Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica

## INTRODUCCIÓN

Con el paso de los años, el tema de la calidad de potencia eléctrica se ha convertido en un factor muy importante para la competitividad y productividad de las empresas, esto debido principalmente al impacto económico que trae consigo una deficiente calidad del suministro de energía eléctrica.

Dentro del conjunto de perturbaciones electromagnéticas que se asocian a una deficiente calidad de la potencia eléctrica se encuentran los hundimientos de tensión, entendidos como perturbaciones de corta duración que se han convertido en uno de los más graves problemas en la calidad de la potencia en los últimos años, y es de igual o mayor importancia que las mismas interrupciones de tensión. En comparación con las interrupciones, los hundimientos de tensión son menos severos, pero más frecuentes, y pueden ser tan destructivos y dañinos como las interrupciones en equipos sensibles, tales como computadoras, variadores de velocidad y equipos de control. En general, el problema de calidad de potencia puede afectar a una amplia gama de equipos electrónicos ocasionando interrupciones o pérdidas, las cuales generarían inconformidad para todo tipo de usuarios y de particular interés para la industria. Uno de los beneficios que se espera con la monitorización de los sistemas de energía y del despliegue a gran escala de tecnologías, es la mejora de la confiabilidad y la calidad de la potencia. La reducción en la incidencia de caídas y elevación de tensión y pequeñas interrupciones se prevé debido al aumento de la utilización de información digital y de control automatizado, para desarrollar mejores protecciones de fallas en los sistemas eléctricos.

De esta forma, en este trabajo de investigación se aborda el problema con respecto a la localización de los monitores de la calidad de la potencia para la detección de hundimientos de tensión en los sistemas eléctricos de distribución. El

enfoque propuesto pretende estimar el menor número de monitores con sus respectivos puntos de localización, garantizando la observabilidad total del sistema eléctrico en dado caso de que se presenten hundimientos de tensión. Este estudio es importante ya que busca la apropiación de técnicas y el desarrollo de un método de localización óptima de monitores de la calidad de potencia con miras en la evaluación de estado de los hundimientos de tensión.

Finalmente, este trabajo pretende ser útil en un campo de la estimación de estado de los hundimientos de tensión en los sistemas eléctricos de distribución, siendo precisamente la estimación de estado de la calidad de la potencia un campo de estudio que toma gran interés en la actualidad<sup>1</sup>. De igual forma, las técnicas de estimación se han extendido a las técnicas de estimación de estado de hundimientos de tensión, con capacidad de evaluar el estado del sistema completo utilizando mediciones parciales, obteniendo información de las características de los hundimientos de tensión.

---

<sup>1</sup> BLANCO, J. Diseño de una metodología para la valoración de eventos. Bucaramanga: Tesis de grado, Publicaciones, Universidad Industrial de Santander, Colombi. 2012

## **1. GENERALIDADES**

En este capítulo se presentan algunos conceptos importantes sobre hundimientos de tensión. Se dan definiciones de interés para el desarrollo del trabajo y antecedentes investigativos. Las generalidades se desarrollan alrededor del análisis que se realiza respecto a la localización óptima de monitores de calidad de potencia para la detección de hundimientos de tensión.

### **1.1 ANTECEDENTES**

Dentro del problema de la calidad de la potencia aparecen diversas perturbaciones que son asociadas a una mala calidad del servicio, entre las cuales se destacan las interrupciones, los hundimientos de tensión, las sobretensiones, los transitorios, los armónicos, etc. Esto ha conllevado a un interés en el estudio y análisis de este tipo de perturbaciones electromagnéticas, orientado hacia la búsqueda de métodos para la localización de tales fenómenos<sup>2</sup>.

### **1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Esta propuesta de investigación pretende llevar a cabo un análisis y una evaluación de algunas metodologías existentes para la localización óptima de monitores de calidad de potencia, ya que dependiendo de la localización estos se

---

<sup>2</sup> Ibid

podrá tener información de los hundimientos de tensión que se presenten en un sistema de distribución de energía eléctrica.

Las principales causas de los hundimientos de tensión se deben a las fallas de cortocircuito que se producen tanto en los sistemas de transmisión y los sistemas de distribución, y la puesta en marcha de grandes cargas, pero las fallas de la red desempeñan un papel más importante que las grandes cargas. Las fallas de corto circuito por lo general contribuyen a muchos hechos aleatorios e impredecibles como fallas en equipos eléctricos, el mal tiempo, los animales y las aves, etc. Adicionalmente, las tensiones residuales en cada barra son diferentes y determinadas por el tipo de falla, la posición de falla y tensión de pre-falla, etc.

Desde este punto de vista, tanto la evaluación y el seguimiento de los hundimientos de tensión son importantes tanto para los operadores de las redes de distribución como para los clientes<sup>3,4</sup>, ya que la calidad de la potencia eléctrica repercute directamente sobre los intereses de los operadores de red y los usuarios del servicio de energía eléctrica. Disponer de una mala calidad de la potencia eléctrica influye en los siguientes factores<sup>5</sup>.

- Pérdidas económicas.
- Fallas en el suministro de energía.
- Reducción de vida útil en los equipos.
- Disminución de productividad.

---

<sup>3</sup> MORA - BARAJAS, M. A., & BAÑUELOS SÁNCHEZ, P. Contaminación armónica producida por cargas no lineales de baja potencia: modelo matemático y casos prácticos. Ing. investig. y tecnol, 11(2), 189-198. 2002

<sup>4</sup> SHIPMAN, K., & DELINCÉ, F. (s.f.). The importance of good record-keeping. Nurs. Time, 93, 52-53.

<sup>5</sup> RAMÍREZ CASTAÑO, S., & CANO PLATA, E. A. Calidad del Servicio de Energía Eléctrica. Manizales: Universidad Nacional de Colombia. 2006

Todo esto hace que la estimación de estado de hundimientos de tensión sea uno de los problemas que más preocupan respecto a la calidad de la potencia eléctrica en los últimos años. Por lo tanto, se hace necesario desarrollar un análisis y la evaluación de metodologías existentes para la localización óptima de monitores. En este trabajo de investigación, la estimación de estado no se lleva a cabo. Ya que la finalidad de esta investigación es analizar la localización óptima de monitores como una etapa previa que es necesaria para garantizar la confiabilidad de los resultados de estimación de estado de los hundimientos de tensión.

El sistema de monitorización puede proporcionar información acerca de los hundimientos de tensión y otras características de estos, de tal forma que al saber los puntos donde se presenten hundimientos de tensión, los operadores de red, mediante las apropiadas protecciones eléctricas, logren mitigar las fallas en la red y así mejorar su operatividad. El sistema de monitoreo puede proporcionar el asesoramiento en planificación de la red de energía que se debería tener en cuenta para el mejoramiento de la calidad de la energía eléctrica. Sin embargo, aún no existe ningún tipo de regulación que rijan la utilización de monitores con el fin de realizar un registro o seguimiento que abarque la totalidad de un sistema de distribución, ya que en la actualidad únicamente instalan monitores de calidad de potencia en las subestaciones de energía, y estos no alcanzan a detectar todos los hundimientos que se puedan presentar en puntos lejanos a esta, por tal razón es necesario ubicar monitores en diferentes puntos de un sistema de energía eléctrica.

Los problemas se originan debido a que existen limitaciones de recursos los cuales no permiten un programa de monitoreo tan extenso. Es así cuando surgen las preguntas: ¿cuántos monitores se deben instalar? y ¿dónde deben estar situados los monitores con un umbral de tensión fijo?

Por lo tanto, surge como problema específico la búsqueda, formulación e implementación de metodologías para la localización óptima de monitores de calidad de potencia eléctrica. El objetivo central del trabajo de investigación está orientado al diseño de una metodología de localización óptima de monitores de calidad de potencia para la estimación de hundimientos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica.

El estudio se basa en las diferentes metodologías propuestas para la localización adecuada de monitores de calidad de potencia, encontradas en la literatura y en publicaciones acerca de la localización óptima de dichos monitores. La información extraída será utilizada posteriormente para una metodología que permitirá realizar una valoración de la calidad de la energía. Para extraer la información se realizará una validación de la metodología propuesta a través de un proceso de simulación en las plataformas Matlab y ATP (Alternative Transients Programs) -EMTP, utilizando sistemas de distribución de prueba reportados en la base de datos del IEEE.

### **1.3 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN**

La calidad de la potencia es un factor muy importante para el desarrollo de múltiples actividades que dependen del uso de un servicio de la energía eléctrica adecuado, donde como consecuencia se presentan pérdidas económicas en diferentes áreas como industrias, o tal vez perjuicios en nuestros hogares por no tener una alta eficiencia de energía eléctrica.

Mediante este proyecto, se pretende contribuir a la línea de investigación de estimación de estado de la calidad de la potencia eléctrica, se pretende hacer aportes a los estudios ya desarrollados respecto a la problemática de la calidad de

la potencia eléctrica. En la actualidad, como solución a estos inconvenientes se brindan soluciones momentáneas que no suelen ser muy precisas y no brindan solución total a este problema. Con la presente investigación, se llevará a cabo un diagnóstico para el uso adecuado y la cantidad necesaria de monitores para detectar hundimientos de tensión y así prevenir deficiencias en los sistemas eléctricos.

Con el paso del tiempo y debido a las diferentes situaciones que se han presentado en lo referente a la calidad de la potencia eléctrica y en este caso con énfasis en los hundimientos de tensión, existen investigaciones ya realizadas que han hecho grandes aportes a esta investigación, y que han servido de referencia para estar más seguros y argumentar nuestros conocimientos con todo lo referente al tema.

Para el desarrollo de este proyecto, existen algunas investigaciones realizadas que se utilizaron como guías de referencia, y mediante sus aportes, ayudaron a esclarecer dudas y a orientar el proceso de acercamiento bibliográfico a nuestro tema de interés. Una de estas investigaciones es la siguiente: “Diseño de una Metodología para la Valoración de Eventos causados por Fallas de Red e Inserción de Bancos de Condensadores en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.”, que es uno de los últimos trabajos referentes en la Universidad en el área de la calidad de la potencia eléctrica.

#### **1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO**

El objetivo general de este trabajo consiste en diseñar una metodología de localización óptima de monitores de calidad de potencia para la estimación de

estado de los hundimientos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica.

Para cumplir con este objetivo se plantearon los siguientes objetivos específicos:

- ✓ Revisar las fuentes bibliográficas, con propuestas metodológicas orientadas a la localización óptima de monitores de calidad de potencia en el marco de la estimación de estado de los hundimientos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica.
- ✓ Diseñar una metodología de localización óptima de monitores de calidad de potencia incorporando ventajas de los trabajos formulados en el área.
- ✓ Validar la metodología propuesta mediante la simulación en la plataforma Matlab y ATP-EMTP, utilizando un determinado número de barras para un sistema de distribución de prueba reportado en el IEEE.

## 1.5 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Este documento se ha dividido en 5 capítulos, descritos brevemente a continuación:

- ❖ **Capítulo 2:** Se realiza una revisión teórica enfatizando, principalmente, en el concepto de los hundimientos de tensión y sus características, tales como la magnitud, la profundidad, la duración, la clasificación, así como sus causas y efectos. De igual forma, se define el concepto de observabilidad de una red de distribución, y el de la localización óptima de monitores de calidad de potencia.

- ❖ **Capítulo 3:** En ese capítulo se exponen las diferentes metodologías propuestas por otros autores, relacionadas con la localización óptima de monitores de calidad de potencia. Específicamente se describen las distintas estrategias planteadas en cuanto a la localización de monitores en un sistema.

Además, se expone el modelamiento de la metodología escogida como referencia, en la cual se identifican las características de la metodología de ATAM, AAM y las condiciones del problema de optimización resueltas mediante un algoritmo entero binario.

- ❖ **Capítulo 4:** En este capítulo se muestran los resultados obtenidos, se propone una nueva estrategia metodológica para la localización de monitores de calidad de potencia, basada en las metodologías ATAM y AAM, para la cuales se diseña un algoritmo, combinando las herramientas de ATP y Matlab para obtención de registros de los hundimientos de tensiones ante la ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico en estudio, las cuales comprenden la localización específica de los monitores de calidad de potencia. Además, se muestran los resultados obtenidos por medio del software ATP junto con un análisis de los mismos y su implementación en el software Matlab.
- ❖ **Capítulo 5:** En este capítulo se aplica la metodología elegida, la cual se aplicará al sistema de 34 barras, y el por qué se decide escoger se explica en el desarrollo del capítulo anterior. Se muestran los resultados obtenidos con las distintas simulaciones, las cuales comprenden la localización específica de los monitores de calidad de potencia de la red en estudio (sistema de prueba de 34 barras).
- ❖ **Capítulo 6:** Se muestran las principales conclusiones obtenidas de acuerdo al resultado de las simulaciones, así como los trabajos que podrían orientar en mejoras hacia lo realizado en el proyecto.

## **2. MARCO TEÓRICO**

En esta sección se describen los diferentes conceptos extraídos de consultas bibliográficas que se efectuó referente a la localización óptima de monitores de calidad de potencia para la estimación de estado de hundimientos de tensión, iniciando con definiciones generales y algunos criterios usados para la obtención de las mejores localizaciones de dichos monitores. Posteriormente a este capítulo, se analizará un caso específico de un sistema de distribución de energía eléctrica y se finaliza con la presentación del método seleccionado, el cual será implementado como objetivo de este trabajo.

En el anexo digital se encuentran las fuentes bibliográficas (las metodologías estudiadas, también la documentación considerada relevante), como primer objetivo de este proyecto de investigación, las cuales tienen en su contenido propuestas metodológicas orientadas a la localización óptima de monitores de calidad de potencia.<sup>6</sup> adicional a esto en un documento de excel “revisión bibliográfica” se encuentran los títulos, resúmenes, el orden por año en el que la documentación fue expuesta, todo esto con sus respectivos hipervínculos, los cuales conllevaran al contenido de cada tema documentado.

### **2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN**

Los problemas asociados a la calidad del servicio de energía eléctrica afectan a los usuarios en mayor o menor grado según su clasificación (industrial, comercial

---

<sup>6</sup> En el anexo digital se encuentran las fuentes bibliográficas (carpetas: metodologías estudiadas, metodología relevante, técnicas de optimización).

o residencial). Las interrupciones momentáneas en el suministro de energía pueden representar para un usuario de tipo industrial la detención de un proceso de producción, la pérdida de materiales e insumos, y la reducción de la vida útil de su maquinaria entre otras consecuencias, mientras que en usuarios de tipo residencial, estas interrupciones ocasionarán en la mayoría de los casos sólo una incomodidad momentánea, lo cual no los hace menos importantes a la hora de evaluar la eficiencia de la empresa prestadora del servicio<sup>7</sup>.

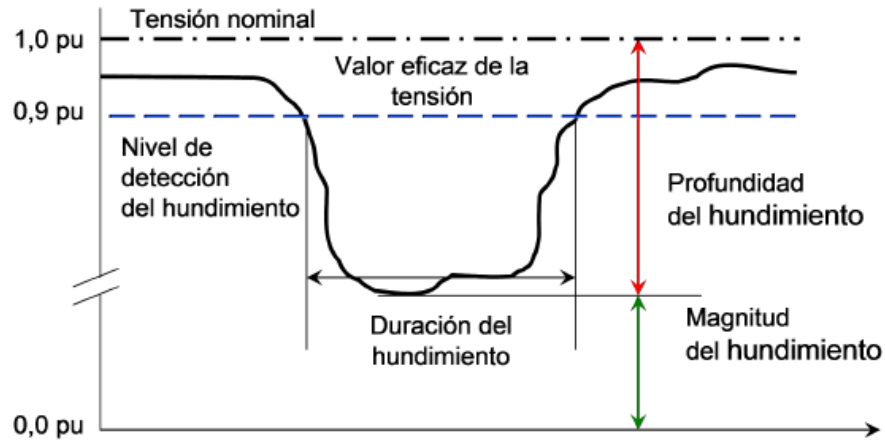
Según el estándar IEEE Std. 1159<sup>8</sup> y la norma colombiana NTC5000 (5000, 2011) un hundimiento de tensión se define como la reducción súbita del valor eficaz de la tensión, por debajo del 0,9 pu y por encima del 0,1 pu de la tensión nominal seguido por un retorno a un valor más alto que el 0,9 pu de la tensión nominal en un tiempo que puede variar entre 8,33 ms (medio ciclo a 60 Hz) y 1 minuto. En la Figura 1 se presentan las principales características de un hundimiento de tensión y a continuación sus respectivas definiciones.

---

<sup>7</sup> LIM, Y. S., & STRBAC, G. Analytical approach to probabilistic prediction of voltage. *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Distrib.*, 9(1), 7–14. Jan de 2002

<sup>8</sup> BOLLEN, M. H., & ZHANG, L. Characteristic of Voltage Dips (Sags) in Power. *IEEE Trans. Power Del.*, 15(2), 827- 832. April de 2000

**Figura 1. Característica de un hundimiento de tensión**



Fuente: BLANCO, J. Diseño de una metodología para la valoración de eventos. Bucaramanga: Tesis de grado, Publicaciones, Universidad Industrial de Santander, Colombi. 2012

**2.1.1 Magnitud del hundimiento de tensión.** Es la tensión eficaz remanente durante el evento, en porcentaje de la tensión pre falla, que generalmente es la nominal.

Esta definición relaciona inversamente la magnitud del hundimiento de acuerdo a la severidad del mismo.

**2.1.2 Profundidad del hundimiento de tensión.** Es definida como la diferencia entre la tensión de referencia y la tensión eficaz remanente durante el hundimiento de tensión y generalmente expresada en volts o como un valor en por unidad de la tensión de referencia.

**2.1.3 Duración del hundimiento de tensión.** Es el tiempo comprendido entre el instante en el cual la tensión de suministro cae por debajo de un umbral definido para un hundimiento de tensión y en el instante en el cual la tensión se recupera por encima del umbral de referencia. Es común que en sistemas trifásicos se asuma que el inicio de un hundimiento de tensión se da cuando la primera de las fases cae por debajo del umbral y finaliza cuando la última de las fases se recupera por encima de este mismo umbral.

**2.1.4 Clasificación de los hundimientos de tensión.** De acuerdo al estándar IEEE 1159 los hundimientos de tensión son clasificados dentro de las variaciones de tensión de corta duración<sup>9</sup>, tal como se muestra en la Tabla 1.

Es importante notar que los hundimientos de tensión son parametrizados fundamentalmente a partir de su duración y su magnitud<sup>10</sup>. La duración de un hundimiento de tensión está determinada principalmente por el tiempo de duración de los dispositivos de protección tales como fusibles, interruptores y relés.

Por otra parte, la magnitud de un hundimiento de tensión está determinada por la distancia eléctrica desde el punto de observación o monitorización y el sitio donde se origina el cortocircuito, de tal forma que un cortocircuito cercano al punto de medida, por ejemplo, una subestación, conlleva a una tensión residual muy baja.

---

<sup>9</sup> Ibid

<sup>10</sup> CHAO, C., YANG, H., & et al. Stochastic estimation of equipment sensitivity to voltage sag based on voltage sag severity index and maximum entropy principle. Proceedings of the CSEE, 29, 31, 115-121. 2009

**Tabla 1. Clasificación de perturbaciones de corta duración según el estándar IEEE 1159.**

Categoría	Tipo	Duración típica	Magnitud típica de tensión
<b>Instantáneas</b>	Hundimiento de tensión	0,5 a 30 ciclos	0,1 a 0,9 p.u.
	Sobre tensiones	0,5 a 30 ciclos	1,1 a 1,8 p.u.
<b>Momentáneas</b>	Interrupción	0,5 a 3s	< 0,1 p.u.
	Hundimiento de tensión	30 ciclos a 3s	0,1 a 0,9 p.u.
	Sobre tensiones	30 ciclos a 3s	1,1 a 1,4 p.u.
<b>Temporales</b>	Interrupción	3s a 1 min	< 0,1 p.u.
	Hundimiento de tensión	3s a 1min	0,1 a 0,9 p.u.
	Sobre tensiones	3s a 1min	1,1 a 1,2 p.u.

Fuente: CHAO, C., YANG, H., & et al. Stochastic estimation of equipment sensitivity to voltage sag based on voltage sag severity index and maximum entropy principle. Proceedings of the CSEE, 29, 31, 115-121. 2009

Otro aspecto importante es que un cortocircuito en el sistema de distribución tiene un área de influencia menor, debido principalmente a la amortiguación proporcionada por los sistemas eléctricos vecinos, mientras que por otro lado un cortocircuito en el sistema de transmisión origina un hundimiento de tensión que es experimentado en una gran área del sistema eléctrico debido a la topología del mismo.

Adicionalmente el grado de hundimiento en la tensión depende de la clase de cortocircuito y de la conexión de los transformadores existentes entre el punto de cortocircuito y el punto de medida en el sistema eléctrico. Algunos de los factores incidentes son la fase bajo falla, la causa del hundimiento de tensión y los

métodos de conexión en los devanados primario y secundario de los transformadores<sup>11</sup>.

**2.1.5 Causas y efectos de los hundimientos de tensión.** Como principal fuente generadora de hundimientos de tensión se encuentra los cortocircuitos eléctricos dentro del sistema de potencia, los cuales originan grandes corrientes de falla y las respectivas caídas de tensión a lo largo de la red. Estos cortocircuitos se pueden presentar debido a pérdidas en el nivel de aislamiento ya sea por descargas atmosféricas, operaciones dentro del sistema o por agentes externos que propician condiciones de baja resistencia entre elementos conductores.

No obstante, la conexión y desconexión de grandes cargas, el arranque de grandes motores de inducción y la energización de transformadores son otras fuentes generadoras de hundimientos de tensión. En cuanto a los motores de inducción y sus grandes corrientes durante el arranque, se genera una condición similar a una gran carga que absorbe energía de forma semejante a una falla de red, aunque esta similitud solo dura unos cuantos instantes después que la tensión se recupera gradualmente debido a la disminución de la corriente de arranque como consecuencia de que el motor alcanza su punto de operación estable<sup>12</sup>. De igual forma, durante la energización de un transformador se originan altas corrientes de magnetización como respuesta a un sobre flujo en el núcleo del transformador. Debido a los efectos de la saturación en el núcleo, las corrientes se caracterizan por tener una gran cantidad de armónicos dentro de los cuales se destaca el de segundo orden. La magnitud de la corriente de magnetización, típicamente de 10 a 20 p.u, depende principalmente de los parámetros de conmutación, tales como la resistencia del devanado primario, el punto de

---

<sup>11</sup> BOLLEN, & ZHANG. Op. Cit.

<sup>12</sup> JEONG, Y. Y., PARK, J. B., JANG, S. H., & LEE, K. Y. A New Quantum-Inspired Binary PSO: Application to unit commitment problems for Power Systems. IEEE Trans. Power Syst., 25(3), 1486- 1495. Aug de 2010

conmutación de la onda de tensión y la densidad de flujo remanente en el transformador en el instante de energización<sup>13, 14</sup>.

En cuanto a los efectos, los hundimientos de tensión generan pérdidas de energía que interfieren en la operación normal de los equipos, a tal punto que pueden producir salidas de operación de los mismos. De acuerdo a las características de magnitud y duración del evento de tensión, el equipo puede ser desconectado por un dispositivo de protección o simplemente continuar su operación en un estado de funcionamiento inapropiado. Este tipo de hechos tienen a la larga un impacto económico como consecuencia de pérdidas de producción, costos a causa del reinicio de procesos tecnológicos, daños en equipos y materiales, retrasos en entregas, insatisfacción en clientes, etc. En relación a los dispositivos sensibles a los hundimientos de tensión, es posible citar algunos como son [8]: Equipo industrial y sistemas de control, contactores y relés, motores de inducción, variadores de velocidad, lámparas de alta presión.

## **2.2 LOCALIZACIÓN DE MONITORES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN.**

Lo ideal sería que, en un sistema de monitorización, los monitores de calidad de potencia (MCP) deben ser instalados en todas las barras de la red de energía para capturar cada evento electromagnético que puede ocurrir en la red. Sin embargo, debido a las limitaciones económicas, los operadores de red no pueden invertir en

---

<sup>13</sup> IGNATOVA, V., GRANJON, P., BACHA, S., & DUMAS, F. Classification and Characterization of Three Phase Voltage Dips by Space Vector Methodology. (I. C. on, Ed.) Future Power Systems, 1-6. 2005

<sup>14</sup> MADRIGAL, M., & ROCHA, B. H. A Contribution of Characterizing Measured Three – Phase Unbalanced Voltage Sags Algorithm. IEEE Transactions On Power Delivery, 22(3), 1885-1890. July de 2007

un sistema masivo de medición y requieren por lo tanto una solución óptima para instalar los monitores en lugares apropiados en un sistema eléctrico.

Existen diferentes razones por las cuales la calidad de la potencia eléctrica es deficiente, principalmente debido a que los usuarios han ido adquiriendo equipos electrónicos más sensibles a las perturbaciones. De este modo se ha hecho indispensable pensar y/o establecer métodos mediante los cuales se pueda sensor la calidad de la potencia eléctrica, y de esta forma, evitar que los hundimientos de tensión causen cualquier tipo de daño severo o destructivo.

### **2.3 CONCEPTO DE OBSERVABILIDAD DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN.**

La observabilidad de toda la red se refiere a la capacidad del sistema de monitorización, para capturar todos los eventos que conducen a hundimientos de tensión de una magnitud dada en las barras de una red. Un programa completo de monitorización, es decir, uno que incluye todas las barras de la red, asegura observabilidad de hundimientos de tensión de cualquier magnitud ya que todas las barras están equipadas con monitores de calidad de potencia.

Para garantizar el rendimiento de un programa de monitorización es esencial estudiar la monitorización y el área de alcance de las posibles localizaciones de estos.<sup>15</sup>

---

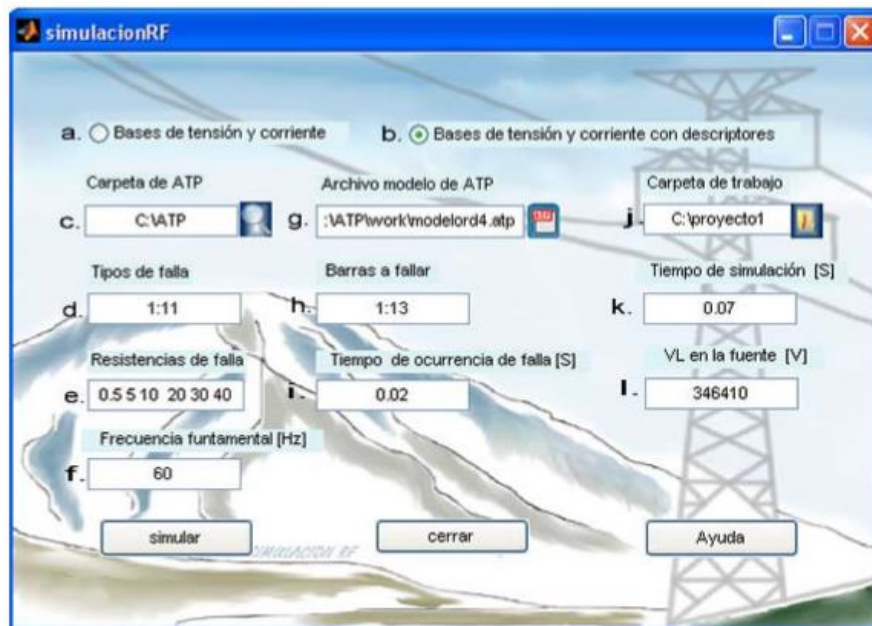
<sup>15</sup> OLGUIN, G. An optimal trade-off between monitoring and simulation for voltage dip characterization of transmission systems. Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2005

## 2.4 SIMRF.

SimRF es un software diseñado para la simulación de fallas de cortocircuito en sistemas eléctricos de distribución (ver figura 2). Estas simulaciones son efectuadas en el Alternative Transients Program desde Matlab, lo cual genera una amplia aplicabilidad de los resultados de las simulaciones en estudios de los sistemas eléctricos de distribución.

Gracias a la incorporación de estas dos plataformas mencionadas, SimRF combina la rapidez en simulación del Alternative Transients.<sup>16</sup>

**Figura 2. Interfaz de SimRF en modo simulación**



---

<sup>16</sup> JAIMES FLORES, F., & VILLAMIZAR CRUZ, R. J. Caracterización de circuito de distribución para estudios de calidad en sistemas de energía eléctrica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2009

### **3. METODOLOGÍAS ORIENTADAS A LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA.**

En esta sección se describen los diferentes métodos extraídos de consultas bibliográficas referentes a la localización óptima de monitores de calidad de potencia para la estimación de estado de hundimientos de tensión, iniciando con definiciones generales y algunos criterios usados para la obtención de las mejores localizaciones de dichos monitores. Posteriormente a este capítulo, se analizará un caso específico de un sistema de distribución de energía eléctrica y se finaliza con la presentación del método seleccionado, el cual será implementado como objetivo de este trabajo.

#### **3.1 MÉTODOS BASADOS EN EXPRESIONES ANALÍTICAS PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES.**

Un enfoque alternativo para el monitoreo está utilizando métodos de predicción con el fin de caracterizar el rendimiento del sistema. Estos métodos se basan generalmente en la estimación de la frecuencia esperada de los hundimientos de tensión que puedan presentarse en un sistema de energía, mediante el uso de tasas estadísticas de fallas registradas durante un largo periodo.<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> OLGUIN, G., VUINOVICH, F., & BOLLEN, M. An Optimal Monitoring Program for Obtaining Voltages Sag System Indexes. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 21(1), 378-384. 2006

**3.1.1 AAM Considerando fallas en las barras.** La matriz de área de alcance del monitor (AAM) correspondiente a una red completa puede ser descrita por medio de una matriz binaria, en la que un valor igual a 1 en la entrada indica que una falla en cualquiera de las barras produce un hundimiento que es detectado por un medidor instalado en dicha barra.

La construcción de esta matriz se describe a continuación, de acuerdo con la teoría de cortocircuito clásico basado en la matriz por la expresión (1):

$$V_{mi} = V_m - Z_{mi} \frac{V_i}{Z_{ii}} \quad \text{Ecuación (1)}$$

En donde:

$V_{mi}$ = fasor de tensión en la barra  $j$ , cuando se produce una falla en la barra;

$V_m$ = tensión de pre falla en la barra  $m$ ;

$Z_{mi}$ ,  $Z_{ii}$ = impedancia de transferencia (compleja) a cada barra de la matriz, la barra corresponde a la indicada por el subíndice;

$V_i$ = tensión de pre falla de la barra  $i$ .

Teniendo en cuenta las tensiones como 1 p.u. para todas las barras del sistema, que es una suposición común, (1) se puede escribir como (2):

$$V_{mi} = 1 - \frac{Z_{mi}}{Z_{ii}} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Usando (2), matriz de hundimientos de tensión, puede ser definida, cuando una falla tiene lugar en barras –ver (3).

$$\begin{aligned}
 & AAM \\
 = & \left[ \begin{array}{cccc}
 0 & 1 - \frac{Z_{12}}{Z_{22}} & \dots & 1 - \frac{Z_{1N}}{Z_{NN}} \\
 1 - \frac{Z_{mi}}{Z_{ii}} & & 0 & 1 - \frac{Z_{(N-1)N}}{Z_{NN}} \\
 1 - \frac{Z_{N1}}{Z_{11}} & 1 - \frac{Z_{N(N-1)}}{Z_{(N-1)(N-1)}} & & 0
 \end{array} \right] \quad \text{Ecuación (3)}
 \end{aligned}$$

Por lo general, un monitor de tensión detecta y captura las variaciones de las tensiones comparando el valor rms medido con un umbral. El umbral de caída de tensión más común es 0,9 p.u.<sup>18, 19</sup>,

A veces, puede ser de interés para analizar la localización óptima obtenida al aplicar el método con diferentes umbrales. Por lo tanto, a partir de ahora, un umbral genérico igual a 0,9 en p.u será considerado para la aplicación del método de localización.

Una matriz binaria puede definirse como la matriz anterior (AAM) y se forma de la siguiente manera:

- Cuando el elemento de la matriz está por debajo del umbral, el elemento de la matriz toma el valor de 1. Esto indica que una falla en la barra provoca una caída de tensión en la barra.
- Cuando el elemento este por encima del umbral, el elemento de la matriz toma el valor de 0. Esto significa que una falla en la barra no causa un hundimiento de tensión en la barra de acuerdo con el umbral de tensión considerado.

---

<sup>18</sup> Electromagnetic Compatibility. Voltage dips and short interruptions on public electricpower supply systems with statistical measurement results. IEC Std. 2002

<sup>19</sup> IEEE. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. Institute of Electrical and Electronics Engineers. 1995

La matriz binaria es definida como una matriz que captura las variaciones de tensión, donde el umbral utilizado para saber si se produce un hundimiento, es de 0.9 en p.u.

**3.1.2 Matriz de área de alcance de los monitores (AAM) basada en expresiones analíticas.** La descripción discreta de la AAM (área de alcance del monitor) a través de la matriz binaria presentada en las siguientes secciones es una manera eficaz para expresar matemáticamente la AAM de una red (Olguin, 2006). Sin embargo, dos observaciones pueden mejorar la descripción de las áreas monitoreadas de las barras de la red.

- La primera es el hecho de que el AAM se define en términos de fallas que se producen exclusivamente en las barras o en ciertas posiciones seleccionadas a lo largo de las líneas. Este tipo de enfoque limita la observabilidad a las posiciones de falla consideradas.
- El segundo aspecto está relacionado con el hecho de que la AAM de una cierta posición varía con el tipo de falla. Por ejemplo, la matriz AAM de una barra para fallas monofásicas es diferente de la correspondiente a fallas trifásicas y bifásicas. Por lo tanto, este hecho debe ser tenido en cuenta y las matrices asociadas a AAM en consecuencia deben ser redefinidas.

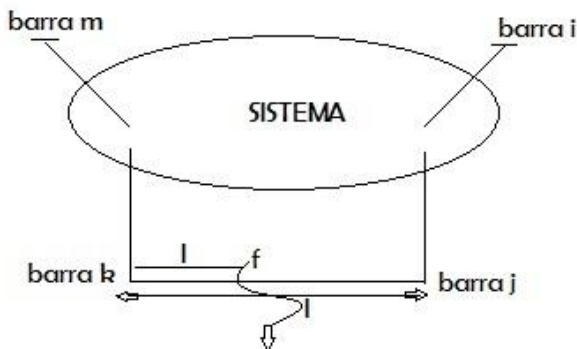
Proponiendo un enfoque analítico para construir la matriz AAM que garantiza observabilidad completa de la red, como se requiere para el uso de algunos métodos de estimación de hundimientos de tensión<sup>20, 21</sup>. Es factible para todo tipo de fallas en derivación.

---

<sup>20</sup> WANG, B., XU, W., & PAN, Z. Voltage sag state estimation for power distribution systems. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 20(2), 806–812. 2005

<sup>21</sup> OLGUIN, G. Voltage Dip (Sag) Estimation in Power Systems Based on Stochastic Assessment and Optimal Monitoring. En Chalmers University of Technology. 2005

**Figura 3. Sistema eléctrico.**



Fuente: OLGUIN, G., VUINOVICH, F., & BOLLEN, M. An Optimal Monitoring Program for Obtaining Voltages Sag System Indexes. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 21(1), 378-384. 2006

Considere la Figura 3, donde se ilustra un sistema de energía genérico con una línea de transmisión entre dos barras. El lugar en que se produce una falla en la línea es identificado por medio de un parámetro. Este parámetro varía desde 0 hasta 1, ya que la posición de falla se mueve de una barra a otra.

Si no se quiere que la observabilidad del sistema se limite a que una falla ocurra entre barras, entonces, se requiere de un análisis más detallado considerando la ocurrencia de fallas en la línea, se dará un mejor análisis, sin olvidar que el sistema será un poco más complejo debido a que su solución será más extensa.

**3.1.3 Área de alcance del monitor (AAM).** El área de alcance del monitor (AAM) se define como el área de la red que se puede observar desde la localización de un monitor.

Existe una estrecha relación entre el concepto de AAM y el concepto de observabilidad de una red. La observabilidad de toda la red se refiere a la capacidad del programa de monitorización para capturar todos los eventos que conducen a hundimientos de tensión de una magnitud dada en barras de la red.

Para garantizar el rendimiento de un programa de monitorización, es esencial estudiar el AAM de las posibles localizaciones de los monitores.

El área de alcance de los monitores es muy importante debido a que da una idea de que tan bueno es el seguimiento que se le hace al sistema en estudio, al instante en que ocurren hundimientos de tensión en diferentes puntos de la red<sup>22</sup>.

**3.1.4 Monitores en la matriz AAM considerando fallas en las líneas.** El procedimiento presentado podría extenderse a considerar posiciones de falla a lo largo de las líneas. Para este fin, las nuevas columnas tienen que ser añadidas a las matrices. Los elementos en cada una de estas nuevas columnas se asocian con una posición de falla colocada a lo largo de una línea, es un elemento genérico que me indica que hay tensión residual en la barra, cuando una falla tiene lugar en la posición de la barra correspondiente a la columna. Con esto, la matriz AAM asocia con una fila, no sólo a los hundimientos de tensión causados por fallas en las barras, sino también, a un número determinado de posiciones de fallas a lo largo de las líneas.

**3.1.5 Método de localización de fallas mejorado (MLF).** Un método de localización mejorado de fallas (MLF) señala la ubicación de fallas utilizando los mismos datos de la red como el método presentado en<sup>23</sup>. El método resuelve las ecuaciones desarrolladas por fallas en un sistema de potencia, utilizando el método basado en componentes simétricas para el punto donde se produce la falla. Por consiguiente, las ecuaciones para cada tipo de falla son derivadas y sus soluciones representan la distancia en por unidad de la falla en una línea determinada (es decir, los valores entre 0 y 1).

---

<sup>22</sup> OLGUIN, VUINOVICH, & BOLLEN. Op. Cit

<sup>23</sup> LIAO, Y. Fault location for single-circuit line based on bus-impedance. IEEE Trans. Power Del., 23(2), 609–617. Apr de 2008

El método también deriva ecuaciones para determinar la impedancia de falla correspondiente a localizaciones estimadas. La derivación completa de las fórmulas se presenta en<sup>24</sup>, donde estas ecuaciones incluyen las tensiones de pre falla en el punto donde se produce la falla, dando mayor precisión en las ecuaciones de localización de fallas.

Las tensiones dadas se pueden obtener por medio de medición directa, o calculadas por una herramienta de simulación de flujo de carga.

**3.1.6 Área de alcance del monitor topológico.** En un programa de monitorización, la localización de los monitores de calidad de potencia (MCP) debe dar información suficiente para el seguimiento de la ubicación del origen del hundimiento de tensión, que en una barra monitoreada indica que está cerca de ubicación de la falla y viceversa<sup>25</sup>.

A fin de abordar la importancia de la topología del sistema, la matriz topológica de área de alcance del monitor (ATAM)<sup>26</sup>. La matriz ATAM generaliza el concepto de la matriz de AAM y es aplicable a todos los sistemas de energía especialmente a los sistemas de distribución de energía. Similar a la matriz de AAM, ATAM se puede construir llenando 1 (uno), cuando la tensión residual de barras es menor que o igual a 0,9 p.u. de la tensión en cualquier fase, y 0 (cero), de lo contrario. Pero, si la tensión residual de barras es exactamente igual a 0 p.u. en la barra supervisada (j), y es diferente de la barra en falla (k), entonces la entrada ATAM (j, k) tiene que ser 0 (cero). La construcción de la matriz ATAM propuesta, se expresa en la ecuación (5).

---

<sup>24</sup> Ibid

<sup>25</sup> CHANG, G. W., CHAO, J. P., CHU, S. Y., & CHEN, C. Y. A New Procedure for Tracking the Source Location of Voltage Hundimientos. Power Engineering Society General Meeting IEEE, 1-4. 2007

<sup>26</sup> IBRAHIM, A. A., MOHAMED, A., SHAREEF, H., & GHOSHAL, P. S. Métodos de optimización para la óptima localización de monitores de calidad de potencia en sistemas de potencia: una comparación de rendimiento. International Journal on Electrical Engineering and Informatics, 4(1). 2012

$$TAAM(j, k) = \begin{cases} 1, & \text{si } MF(j, k) \leq 0,9 \text{ p.u. en cualquier fase.} \\ 0, & \text{si } MF(j, k) = 0,0 \text{ p.u. para } j \neq k. \\ 0, & \text{si } MF(j, k) > 0,9 \text{ p.u. en todas las fases} \end{cases} \quad \text{Ecuación (4)}$$

**3.1.7 Método de localización óptima de monitores.** Existen dos etapas implicadas en la solución del problema de localización óptima de monitores en un sistema de potencia. El primer paso consiste en determinar el número mínimo de MCP y el segundo paso es encontrar las mejores ubicaciones de los monitores en un sistema eléctrico. Inicialmente, las posiciones de MCP en un sistema de potencia se estiman y se colocan en la forma de un vector de localización (MP).

Para dar una solución esperada del proceso de optimización, se requiere el vector MP, para evaluar si los monitores instalados pueden observar los hundimientos de tensión en un sistema eléctrico. El MP se define como un vector de decisión binaria que indica si instalar o no un monitor en una barra específica en un sistema de energía. Un 0 en el MP (n) indica que ningún monitor está instalado en una barra n mientras que 1 indica que un monitor está instalado en la barra n. Este vector MP puede ser descrito como:

$$MP(n) \begin{cases} 1, & \text{si se requiere monitor en la barra } n \\ 0, & \text{si no se requiere monitor en la barra } n \end{cases} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Para obtener el número óptimo de MCP, algunas técnicas de optimización son aplicadas. La función objetivo del problema de optimización es minimizar el número de MCP en un sistema de potencia que viene dado por la suma de los elementos del vector MP tal como se expresa en la ecuación (6).

$$\min \sum_{n=1}^N MP(n) \quad \text{Ecuación (6)}$$

Es importante señalar que la multiplicación de la matriz ATAM por el vector transpuesto MP representa el número de monitores que pueden detectar hundimientos de tensión causados por fallas en un sistema de energía. Si uno de los elementos del vector resultante es 0 (cero), entonces significa que no hay un monitor capaz de detectar el hundimiento causado por una falla en una barra particular, mientras que si el valor es 1 (uno), significa que más de un monitor puede observar los hundimientos de tensión.

$$\sum_{i=1}^N TMRA(n, t) * MP(n) \geq 1 \quad \text{Ecuación (7)}$$

### **3.2 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA TENIENDO EN CUENTA LA TOPOLOGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y EL ÁREA DE ALCANCE DEL MONITOR.**

Para caracterizar el rendimiento de un sistema de energía hacia las posibles ocurrencias de hundimientos de tensión, se utiliza normalmente un análisis de corto circuito, en el cual se simulan todos los tipos de fallas en cada barra con impedancia de valor cero para construir la matriz AAM.

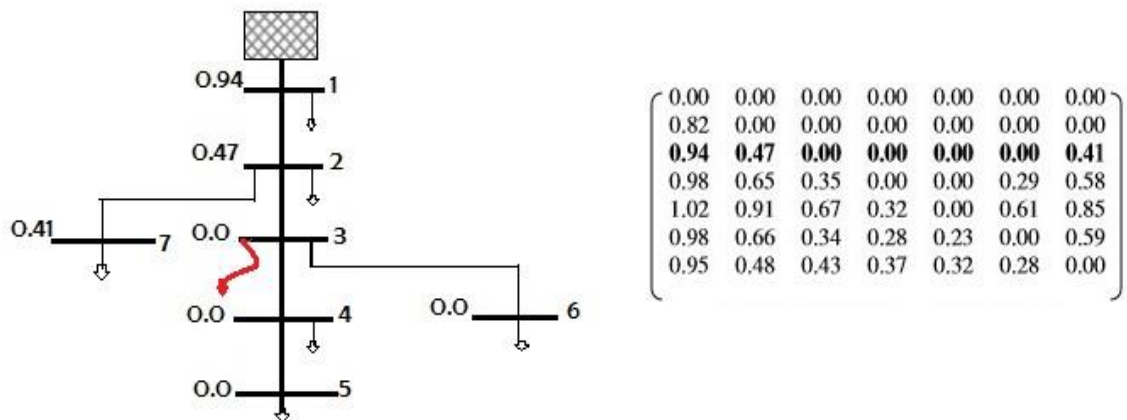
Las tensiones residuales obtenidas a partir de la simulación de fallas se almacenan primero en una matriz denominada como la matriz de fallas de tensión (MF) con columnas que representan el número de barras y las filas de la matriz indican la posición de falla<sup>27</sup>.

---

<sup>27</sup> ALMEDIJA, C. F., & KAGAN, N. The 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems. Allocation of Power Quality Monitors by Genetic Algorithms and Fuzzy Sets Theory, (págs. 1-6). Curitiba. 2009

Para entender mejor el concepto de AAM, se considera un sistema de distribución radial simple, que se muestra en la figura 4 con lecturas de tensión en cada barra, durante una falla en la barra 3. Estos valores de tensión corresponden a la tercera fila de la matriz (MF) construido para el sistema como se muestra la figura 4.

**Figura 4. Sistema radial**



La AAM se puede construir mediante la comparación de la tensión de barras residuales en la matriz de tensiones de fallas (MF) con un umbral de tensión. Para este ejemplo, el umbral se fija en el 0,9 p.u. porque es el umbral de caída de tensión más común<sup>28</sup>. La construcción de la matriz de AAM se expresa como en la ecuación (8). Utilizando la ecuación (4), la matriz de AAM construida para el ejemplo del sistema de potencia radial que se muestra en la figura 4.

$$MRA(j, k) = \begin{cases} 1, & \text{si } FV(j, k) \leq 0.9 \text{ p.u. en cualquier fase} \\ 0, & \text{si } FV(j, k) \geq 0.9 \text{ p.u. en todas las fases} \end{cases} \quad \text{Ecuación (8)}$$

<sup>28</sup> IBRAHIM, MOHAMED, SHAREEF, & GHOSHAL. Op Cit.

**3.2.1 Localización óptima de monitores de tensión para estimar el comportamiento de los hundimientos.** La magnitud de un hundimiento de tensión se determina a partir de análisis de corto-circuito, basado en la matriz Z-barra. El método clásico de componente simétrico se utiliza para calcular la magnitud de hundimientos de tensión.

El área de alcance del monitor (AAM) se define como la región de la red en la que un monitor es capaz de registrar hundimientos de tensión causadas por fallas<sup>29</sup>. Esta región abarca las barras y líneas, donde la ocurrencia de fallas provoca una caída de tensión en la barra donde está instalado el monitor. El tamaño de la AAM es proporcional a la tensión del umbral empleado (es decir, cuan menor será el umbral, menor será el tamaño de la AAM).

El AAM de todas las barras de la red se modela como una matriz binaria de orden  $(N \times P)$ , donde  $N$  es el número de barras, y  $P$  es un número determinado de posiciones de falla. Las posiciones de falla representan las posibles fallas en las barras, puntos discretos en líneas o segmentos de línea. Una matriz de AAM se construye para cada tipo de falla y por un umbral de voltaje dado).

Cabe señalar que una sola matriz AAM representa el área de una red donde los monitores pueden detectar y capturar hundimientos de tensión originados por fallas con características específicas, como el tipo, la localización y la resistencia de falla, y que se desarrolla en condiciones particulares del sistema, como topología de la red. Por lo tanto, un número considerable de matrices AAM debe ser construido con el fin de estudiar una cantidad razonable de escenarios de fallas.

---

<sup>29</sup> OLGUIN. Op. Cit.

Con el fin de formular el problema de localización óptima de monitores, el vector binario  $M$  de longitud  $N$  se define como una variable de decisión cuyo elemento  $M(X)$  toma el valor "1" si un monitor se coloca en la barra y "0" de lo contrario.

La solución del problema de optimización proporciona el conjunto mínimo de monitores necesarios para capturar todos los hundimientos de tensión con una magnitud igual o menor que la tensión causada por fallas en la red. Cuanto menor sea el umbral de tensión, menor es el tamaño del área del monitor y, por tanto, más monitores son necesarios para cubrir la red. No puede haber más de una solución "óptima" para una red dada, todas ellas tienen el mismo número de monitores, pero indicando diferentes barras para su ubicación.

El número y características de los hundimientos de tensión en las barras no monitoreados son luego estimados mediante la búsqueda de las posiciones críticas que puedan causar las tensiones residuales registrados por los monitores<sup>30</sup>. Para cada posición de posible falla, las tensiones residuales en todas las barras no monitoreadas se pueden determinar mediante la simulación de la falla en una posición.

**3.2.2 Deficiencias del programa de monitorización de hundimientos.** La estimación de los hundimientos de tensión utilizando el programa de monitoreo óptimo de hundimientos (PMOH) antes mencionado es fuertemente dependiente de la detección de caídas por debajo de un umbral de tensión fija.

---

<sup>30</sup> REIS, D. C., VILLELA, P. R., DUQUE, C. A., & RIBEIRO, P. F. Transmission Systems Power Quality Monitors Allocation. Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 1-7. July de 2008

Por lo tanto, si ninguno de los monitores captura un hundimiento, ninguna estimación se puede hacer. El PMOH está diseñado de modo que cada hundimiento que se produzca en toda la red sea registrado por al menos un monitor, pero hay situaciones en las que el PMOH puede pasar por alto los hundimientos de tensión.

**3.2.3 Metodología para el monitoreo de tensiones que se catalogan como hundimientos.** Se ha demostrado que cuando se utilizan umbrales para que los monitores detecten la aparición de los hundimientos de tensión de fallas inducidas, las fallas de alta impedancia y los cambios en la condición de carga de la red puede provocar caídas que los monitores no podrán registrar. Sin embargo, el método de localización de fallas presentado en<sup>31</sup> se puede implementar de manera efectiva por el mismo programa de seguimiento para superar esta limitación.

La estimación de un hundimiento y la localización de una la falla, pueden combinarse para determinar un programa de monitorización de hundimientos más adecuado.

Un inconveniente común en todos los métodos de localización de fallas es la existencia de múltiples posibles localizaciones de las fallas. Dado que, en la mayoría de los casos, las tensiones residuales causadas por fallas que se producen son muy similares, un método seguro es tomar el promedio de todas las tensiones como la tensión residual esperada en las barras no monitoreados.<sup>32</sup>

---

<sup>31</sup> LIAO, Op. Cit.

<sup>32</sup> OLGUIN, VUINOVICH, & BOLLEN. Op. Cit

### 3.3 MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA EN SISTEMAS DE ENERGÍA.

La tensión residual en cada barra es una información valiosa en la formación del área de alcance del monitor (AMM)<sup>33</sup>. Por lo tanto, las tensiones residuales son necesarias ya que estas serán almacenadas en una matriz llamada matriz de falla de tensión (MF), donde las columnas de la matriz representan los números de barras, y las filas de la matriz se refieren a las posiciones simuladas de la falla [6]. A continuación, la matriz AAM puede ser obtenida por comparación de todos los elementos de la matriz MF para cada una de las fases con el valor de umbral. Cada elemento de la matriz de AAM se llena con 1 (uno), cuando la tensión de residual en la barra esté por debajo o igual a  $\alpha$  pu en cualquier fase, de lo contrario con 0 (cero) como está dada por,

$$MRA(j, k) = \begin{cases} 1, & \text{si } FV(j, k) \leq \alpha \text{ p.u. en cualquier fase} \\ 0, & \text{si } FV(j, k) > \alpha \text{ p.u. en todas las fases} \end{cases} \quad \text{Ecuación (9)}$$

En este estudio, la topología del área de alcance del monitor (ATAM) Se ha Introducido para que se aplicara tanto a los sistemas de distribución como para sistemas de transmisión. La matriz ATAM es una combinación de matriz de AAM y la topología de la matriz mediante el uso de operador 'Y' como se expresa en (10). Al igual que en las matrices de AAM y MF, la columna de la matriz T se correlaciona con el número de barras y su fila está correlacionada con localización de fallas y tipo de falla.

$$TAAM(j, k) = MRA(j, k) \cdot T(j, k) \quad \text{Ecuación (10)}$$

---

<sup>33</sup> OLGUIN, G. Voltage Dip (Sag) Estimation in Power Systems Based on Stochastic Assessment and Optimal Monitoring. En Chalmers University of Technology. 2005

Hay dos elementos que se requieren en la técnica de optimización binaria, vectores de decisiones, y función objetivo. Por lo tanto, cada elemento se formula y se explica con el fin de obtener la solución óptima de colocación de un MCP. La optimización explora la solución óptima como se define en la función objetivo. El proceso se itera para un número de veces o hasta que se alcance un criterio de convergencia.

**3.3.1 Vector decisión.** Para satisfacer el proceso de la solución, el vector de localización del medidor (MP) se introduce para representar el vector de decisión binaria ( $X_{ij}$ ) en bits en el proceso de optimización. Los bits de este vector indican las posiciones de los monitores que se necesitan o no en la red del sistema eléctrico. Su dimensión debe corresponder al número de barras en el sistema. El valor 0 (cero) en MP (n) indica que no es instalar un monitor en la barra n mientras que el valor 1 (uno) indica que el monitor debe ser instalado en la barra n. Por lo tanto, el **MP** los vectores se describen de la siguiente forma:

$$MP(n) = \begin{cases} 1, & \text{si se requiere monitor en la barra } n \\ 0, & \text{si no se requiere monitor en la barra } n \end{cases} \quad \text{Ecuación (11)}$$

**3.3.2 Función objetivo.** El uso de la optimización es determinar el número mínimo de monitores con las mejores colocaciones en una red de potencia que sea capaz de observar cualquier falla que ocasione un hundimiento de tensión en el sistema. Por lo tanto, la función objetivo de la optimización está formulada para resolver dos objetivos; número óptimo de monitores necesarios y las ubicaciones óptimas para instalar los monitores. El número de monitores necesarios (NRM) se pueden obtener fácilmente por el total de la cantidad de unos (1) en la matriz MP tal como se expresa en el párrafo (4), que debe ser minimizado.

$$NRM = \sum_{n=1}^N MP(n) \quad \text{Ecuación (12)}$$

La localización de los monitores de un sistema de energía se traducirá en diferentes superposiciones de áreas de cobertura del monitor para diferentes arreglos. Aquí, es importante señalar que estos solapamientos indican el número de monitores que registran la misma ocurrencia de fallas en un sistema eléctrico.

Las superposiciones se pueden calcular multiplicando la matriz  $TMRA$  y el vector transpuesto  $MP$ .

### **3.4 MÉTODO DE POSICIONES DE FALLA (MPF).**

El método de posiciones de falla se utiliza para analizar el rendimiento de un sistema de distribución cuando ocurren caídas de tensión durante la ocurrencia de diferentes tipos de cortocircuito (equilibradas y desbalanceadas).

#### **DISTRIBUCIÓN ÓPTIMA DE MONITORES ANALIZANDO EL ÁREA DE VULNERABILIDAD CONTRA LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN.**

Utilizaron el método de posiciones de falla en un estudio que tuvo por objetivo analizar el rendimiento de un sistema de distribución (SD) al presentarse hundimientos de tensión durante la ocurrencia de varios tipos de cortocircuitos.<sup>34</sup>

Según Kempner , Oleskovicz , & Quaresma Santos<sup>35</sup>, una de las más importantes perturbaciones que afecta a la calidad de potencia (CP) son los hundimientos de tensión. Las fallas son causadas por factores impredecibles, lo que dificulta controlarlas, motivo por el cual se hace necesario almacenar gran cantidad de

---

<sup>34</sup> KEMPNER, R., OLESKOVICZ, M., & QUARESMA SANTOS, A. Optimal Allocation of Monitors by Analyzing the Vulnerability ÁREA Against Voltage Sags. Department of Electrical and Computer Engineering Engineering School of São Carlos – EESC, University of São Paulo – USP, 4. 2014

<sup>35</sup> Ibid

datos para predecir sus valores, y de esa forma, posteriormente, instalar medidores en el sistema por periodos considerables.

También proponen como alternativa a la instalación de monitores en pocos lugares de la red debido a los altos costos, un sistema de asignación óptimo que permita definir la mejor ubicación para este limitado número de monitores (CP). Siendo que la intensidad de la perturbación podría no ser significativa para el resto del sistema en caso de alejarse la barra del punto de ocurrencia de la falla, la ocurrencia de un cortocircuito no tiene ningún efecto aislado debido a que el sistema consta de varios alimentadores conectados. Por tal motivo, es necesario la instalación de monitores, para maximizar el área de monitoreo, lo que significa que el monitor debe asignarse a la barra que posea el mayor número de perturbaciones al que se someterá el sistema de distribución (SD) presentado.

Utilizaron el método de posiciones de falla (MPF), pues a través de este fue posible analizar el comportamiento del sistema de distribución (SD) contra los hundimientos de tensión cuando aparecen varios tipos de cortocircuitos (de línea a tierra, línea a línea, doble línea a tierra y trifásicos). De esa forma, examinaron las barras que tuvieran mayor vulnerabilidad<sup>36</sup> entre las tensiones residuales que se obtienen para cada tipo de fallas. Estas áreas de vulnerabilidad tienen relación con los cortocircuitos que ocasionan hundimientos de tensión en la barra analizada debajo de los límites críticos, lo que provocaría la desconexión de cargas sensibles.

De igual forma, los autores exponen que es necesario ajustar el umbral predeterminado de tensión, y que el monitor asignado debe ser sensibilizado para hacer el registro de las fallas cuando estas ocurran. Sin embargo, es complejo

---

<sup>36</sup> El área de mayor vulnerabilidad son las regiones más sensibles a la ocurrencia de fallas, la cual está cubierta por nodos y segmentos de línea, en las cuales las fallas ocurridas llevarán a hundimientos de tensión en el nodo  $k$  genérico. (Kempner , Oleskovicz , & Quaresma Santos , 2014)

definir el umbral de voltaje que caracteriza mejor los hundimientos de tensión, pues en cuanto mayor sea el umbral, mayor será la sensibilidad del monitor. De igual forma, hay menos redundancia en las medidas debido a que se necesita menos monitores para caracterizar el rendimiento del sistema.

Las tensiones residuales son calculadas por MPF, método utilizado por diversos autores debido a que proporciona información importante sobre la magnitud de los hundimientos de tensión. A continuación, las ecuaciones (13) a (23) que dan la fórmula completa de la MPF para calcular las matrices que caracterizan los hundimientos de tensión, teniendo en cuenta los tipos de fallas.

Donde,

$n$ : Número de barras del sistema.

$V_a, V_b$  y  $V_c$ : Matrices de tensiones de falla en las fases  $a, b$  y  $c$ , respectivamente.

$V_{pref}$ : Matriz de tensiones de pre falla de secuencia positiva.

$Z_p, Z_n$  y  $Z_z$ : Impedancia de matrices de secuencia positiva, negativa y cero,

$a = e^{j120^\circ}$ : Operador de número complejo.

#### A. FALLAS TRIFÁSICAS (3PF)

$$V_a; b; c = V_{pref} - \frac{Z_p}{\text{diag}(Z_p)} \cdot \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (13)}$$

#### B. FALLAS DE LÍNEA A TIERRA (SLGF)

$$V_a = V_{pref} - \frac{(Z_p + Z_n + Z_z)}{\text{diag}(Z_p + Z_n + Z_z)} \cdot \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (14)}$$

$$V_b = a^2 \cdot V_{pref} - \frac{(a^2 Z_p + a Z_n + Z_z)}{\text{diag}(Z_p + Z_n + Z_z)} \cdot \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (15)}$$

$$V_c = aV_{pref} - \frac{(aZ_p + a^2Z_n + Z_z)}{\text{diag}(Z_p + Z_n + Z_z)} \cdot \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (16)}$$

### C. FALLAS DE LÍNEA A LÍNEA (LLF)

$$V_a = V_{pref} + \frac{(Z_n - Z_p)}{\text{diag}(Z_p + Z_n)} \cdot \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (17)}$$

$$V_b = a^2 \cdot V_{pref} - \frac{(-a^2Z_p + aZ_n)}{\text{diag}(Z_p + Z_n)} \cdot \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (18)}$$

$$V_c = aV_{pref} - \frac{(-aZ_p + a^2Z_n)}{\text{diag}(Z_p + Z_n)} \cdot \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (19)}$$

### D. FALLAS DE DOBLE LÍNEA A TIERRA (DLGF)

$$D = \{\text{diag}(Z_p)\text{diag}(Z_t) + \text{diag}(Z_n)\text{diag}(Z_p) + \text{diag}(Z_t)\text{diag}(Z_n)\} \quad \text{Ecuación (20)}$$

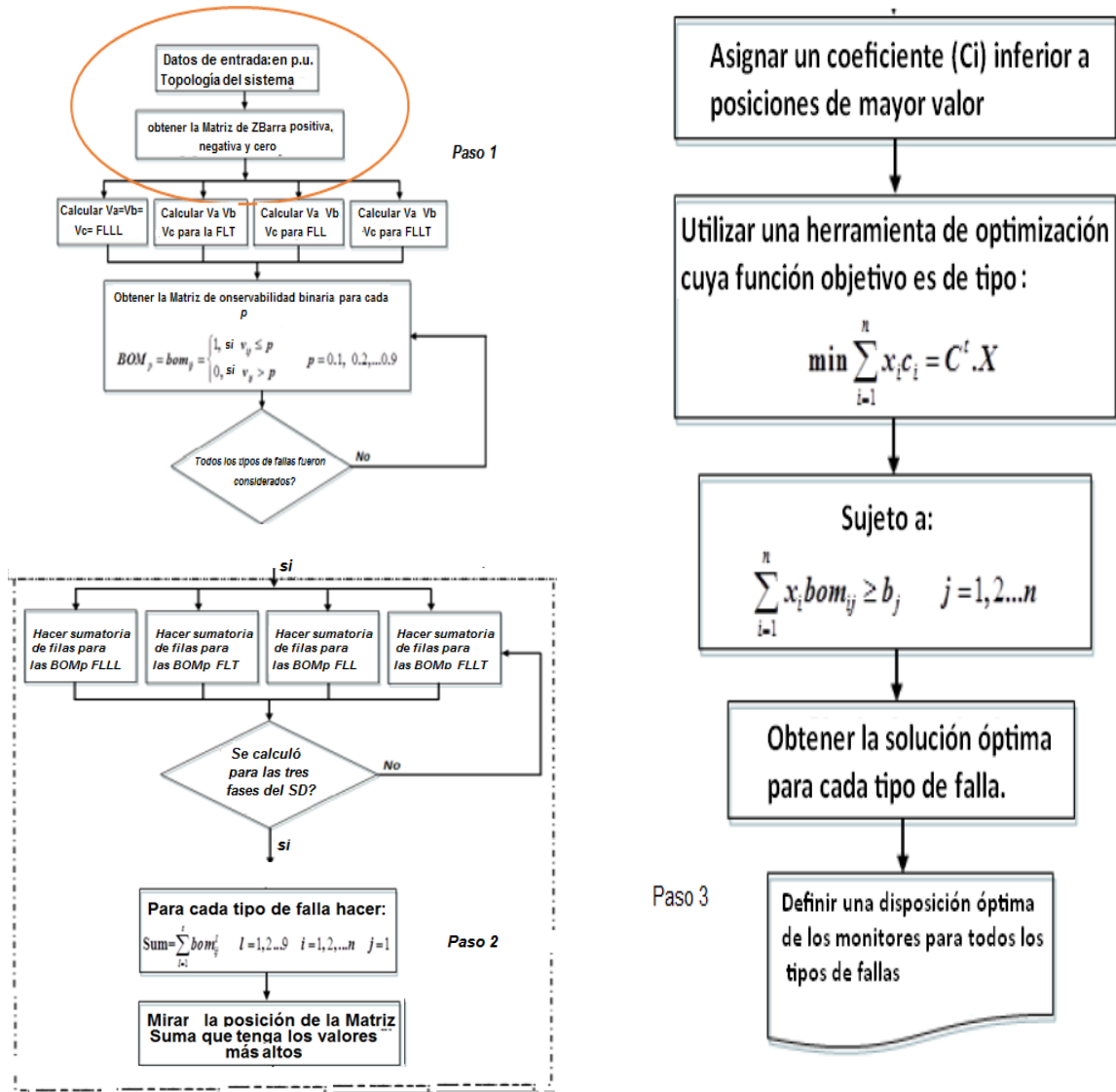
$$\begin{aligned} V_a &= V_{pref} + x \\ &= \frac{\{(Z_n - Z_p)\text{diag}(Z_z) + (Z_z - Z_p)\text{diag}(Z_n)\}}{D} \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (21)} \end{aligned}$$

$$V_b = a^2V_{pref} + x = \frac{\{(aZ_n - a^2Z_p)\text{diag}(Z_z) + (Z_z - a^2Z_p)\text{diag}(Z_n)\}}{2a} \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (22)}$$

$$V_c = aV_{pref} + x = \frac{\{(a^2Z_n - aZ_p)\text{diag}(Z_z) + (Z_z - aZ_p)\text{diag}(Z_n)\}}{2a} \text{diag}(V_{pref}) \quad \text{Ecuación (23)}$$

La metodología utilizada por los autores para priorizar a las barras con mayor sensibilidad a los hundimientos de tensión, es explicada en la figura 5.

**Figura 5. La metodología para priorizar a las barras con mayor sensibilidad a los hundimientos de tensión**



Fuente: KEMPNER, R., OLESKOVICZ, M., & QUARESMA SANTOS, A. Optimal Allocation of Monitors by Analyzing the Vulnerability ÁREA Against Voltage Sags. Department of Electrical and Computer Engineering Engineering School of São Carlos – EESC, University of São Paulo – USP, 4. 2014

Desarrollaron la metodología MPF, a partir de tres pasos. En primer lugar, determinaron la matriz de inmersión y obtuvieron la Matriz de Observabilidad Binaria (MOB). Para determinar la matriz de impedancia positiva, negativa o cero,

se requirieron conocer la configuración y los parámetros del SD. A partir de allí, es posible determinar la magnitud de las tensiones residuales por medio de la MPF. De esta forma, se obtiene el voltaje de la matriz durante la falla para cada fase SD, según los tipos de cortocircuitos utilizando las ecuaciones (14) a la (24). Así, la MOB es establecida para cada umbral ( $p$ ) para la caracterización de hundimientos de tensión, comprendidos entre 0.9 y 0.1 pu. Igualmente, las posiciones de la MOB son rellenas con 0 (cero) cuando el valor de la tensión de falla de cada barra es mayor que el umbral. Si es lo contrario, se coloca un 1 (uno). Por cada tipo de falla obtuvieron veintisiete (27) MOB ( $n \times n$ ), una por cada umbral y fase.<sup>37</sup>

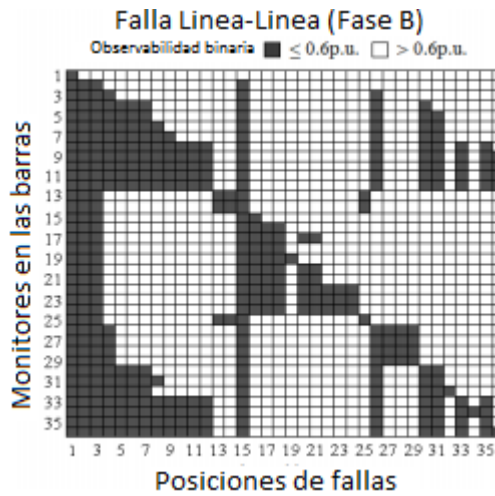
En el segundo paso, los autores realizaron la comprobación de las barras que más estaban expuestas a los hundimientos de tensión. Aquí determinaron el número de barras expuestas al hundimiento realizando la suma de cada fila de la MOB. En la figura 6, se muestra que cada columna MOB representa la posición de la falla aplicada, mientras que en cada fila se expone si el monitor está sensibilizado por las fallas aplicadas en cada barra SD de acuerdo con el umbral establecido. Dar prioridad a la instalación de monitores que presenten el área de mayor vulnerabilidad es el principal objetivo de este paso, pues de esa forma se involucran todos los umbrales de tensión que caracterizan a los hundimientos de tensión (cita). Por lo tanto, las nueve (9) filas de la MOB, son añadidas nuevamente a cada fase y ara cada umbral (0,1, 0,2, hasta 0,9 pu), la obtención de una sola matriz, la llamada sum ( $n \times 1$ ), para cada tipo de cortocircuito. De esta forma, cada fila de la matriz representa un punto en el que puede ser instalado el monitor. Las barras que presentaron los mejores resultados son priorizadas para maximizar la capacidad del monitoreo.<sup>38</sup>

---

<sup>37</sup> KEMPNER, OLESKOVICZ, & QUARESMA SANTOS, Op. Cit.

<sup>38</sup> Ibid

**Figura 6. Matriz de Observabilidad binaria, umbral  $p \leq 0,6$  p.u. durante fallas de línea a línea (fase B)**



(Kempner, Oleskovicz, & Quaresma Santos, 2014).

Finalmente, en el tercer paso, fueron priorizadas las barras con área de mayor vulnerabilidad, y se realizó la asignación óptima de los monitores. Para lograr que las barras con área de mayor vulnerabilidad sean priorizadas, se requiere asignar un vector de coeficientes (C) con dimensión (nx1) a la función objetivo. La decisión de la instalación de un monitor en cada barra dependerá del cumplimiento de las coordenadas de cada vector de coeficientes.

El sistema de distribución 37-barra IEEE fue escogido en ese estudio para evaluar la metodología propuesta (MPF), la cual sirve como una guía para adquirir la medición del equipo con un número mínimo de monitores que cubran la mayor área de vulnerabilidad, en donde las cargas serán más susceptibles a la perturbación. De esa forma, la empresa estará mejor preparada para grabar y analizar todas las ocurrencias, si el monitor de CP está instalado en la barra más expuesta a hundimientos de tensión.

### **3.5 TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN APLICADAS EN LA LOCALIZACIÓN DE MONITORES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA**

La optimización se puede definir como el proceso de encontrar las condiciones que dan el valor máximo o mínimo de una función. La optimización es el hecho de obtener el mejor resultado en determinadas circunstancias en el diseño, la construcción y el mantenimiento de cualquier sistema al momento de tener que tomar decisiones. El objetivo final de todas estas decisiones, ya sea para minimizar, o para maximizar el beneficio deseado. Puesto que el esfuerzo requerido o el beneficio deseado en cualquier situación práctica se puede expresar como una función de ciertas variables de decisión.

Las diversas técnicas estudiadas para la solución de los diferentes tipos de problemas de optimización se dan bajo el epígrafe de técnicas de programación matemática, dentro de las cuales se destacan: algoritmo genético, optimización de enjambre de partículas binarias, quantum-inspirado optimización binaria de enjambre de partículas.

#### **A. PROGRAMACIÓN ENTERA BINARIA**

Un modelo de programación entera es aquel que contiene restricciones y una función objetivo idénticas a las formuladas en programación lineal; la única diferencia es que una o más variables de decisión deben tomar valor entero en la solución final. Existen tres tipos de modelos por programación entera: Pura, binaria y mixta. Para efectos de este estudio, se aplica la optimización entera binaria<sup>39</sup>.

---

<sup>39</sup> LEE, A. R. Clases de Investigación de Operaciones II. Disponible en: [http://invope2arl.blogspot.com.co/2012/04/programacion-entera\\_09.html](http://invope2arl.blogspot.com.co/2012/04/programacion-entera_09.html) Abril de 2012

Optimización binaria es implementada en modelos lineales, las variables sólo toman valores 0 y 1, son usadas para uso probabilístico, para este trabajo de investigación, un 1 significa que existe hundimiento de tensión, y un 0 lo contrario. Para la aplicación de esta técnica de optimización, fue necesaria la utilización del software Matlab, y la herramienta Optim-tools.

## **B. ALGORITMO GENÉTICO**

Algoritmo genético fue desarrollado y popularizado por Goldberg y Holanda<sup>40</sup>. Es un algoritmo de búsqueda que simula el proceso evolutivo biológico al imitar el comportamiento social de la recombinación genética en proceso de mejoramiento. Un gen  $j$  –ésimo del cromosoma  $i$  –ésimo en la población que lleva la información de sus características propias se representa como un bit en una cadena ( $X_{ij}$ ). Hay tres fases que intervienen en el proceso de AG, a saber, la selección, el sobre cruzamiento y la mutación. Algunos de los mejores cromosomas son seleccionados para ser los padres de la siguiente generación. Entonces, los operadores AG que sobrepasan los cromosomas elegidos al azar de los padres para generar descendencia (off-spring) de los cromosomas y, a continuación, mutar una pequeña parte de un cromosoma elegido al azar para obtener descendencias nuevas, mejores y únicas cromosomas individuales.

## **C. OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS BINARIAS**

Un enjambre de partículas de optimización binaria fue desarrollado y presentado por Kennedy y Eberhart<sup>41</sup> originalmente. Fue diseñado para resolver espacio continuo valorado que se conoce como optimización de enjambre de partículas binarias (OSP) que es un algoritmo de búsqueda aleatoria que simula el proceso evolutivo natural al imitar el comportamiento social de los pájaros y las abejas o

---

<sup>40</sup> GOLBERG, D. E., & HOLLAND , J. H. Genetic Algorit and Machine Learning (Vol. 3). Springer, Netherlands. 1988

<sup>41</sup> KENNEDY , J., & EBERJHART, R. C.. A Discrete Binary Version of the Particle Swarm Algorithm. IEEE. Int, conf. on Sístems, Man and Cybernics, 5, 4104 -4108. Oct de 1997

una escuela de peces. Un bit  $j$ -ésimo de la partícula  $i$ -ésima  $X_{ij}$  en el enjambre se representa como un bit 0 o 1 en MP vector mientras que su movimiento en el espacio es conocido como vector de velocidad ( $V_{ij}$ ). Los operadores de OSP actualizan los bits de velocidad de las partículas basado en la velocidad actual, la mejor posición explorada hasta el momento ( $P_i$ ) y la mejor posición global explorado por enjambre ( $G$ ).

#### **D. QUANTUM-INSPIRADO OPTIMIZACIÓN BINARIA DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS.**

Un quantum-inspired de optimización de enjambre partículas es un algoritmo de búsqueda probabilístico que implica un comportamiento mecánico cuántico en el algoritmo BPSO. El primer método computación cuántica inspirado es introducido por Moore y Narayanan<sup>42</sup>. En un estudio reciente<sup>43</sup>, un bit cuántico ( $Q$ -bit) individual se utiliza en la  $QBPSO$  para reemplazar el procedimiento de actualización de velocidad en la optimización binaria de enjambre de partículas ( $BPSO$ ) y un ángulo de rotación ( $\Delta\theta$ ) se utiliza para sustituir un peso de inercia y dos coeficientes de aceleración. Un bit Q se define en el par de números complejos ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) como una unidad más pequeña de información donde  $|\alpha|^2 + |\beta|^2 = 1$ . Los operadores QBPSO actualizan la posición de del bit ( $x_{ij}$ ) de partículas mediante el uso de probabilidad de  $|\beta|^2$  almacenada en ramas individuales Q bits que ya han sido actualizadas por la entrada (gate:puerta) de rotación. Similar a la inercia de peso ( $w$ ), la magnitud del ángulo ( $\theta$ ) disminuye monótonamente desde  $\theta_{max}$  a  $\theta_{min}$  a lo largo de la iteración.

---

<sup>42</sup> MOORE, M., & NAYARANAN, A. Quantum, Inspire Computing, Exeter U. k. Dept compute, Science University Exeter. 1995

<sup>43</sup> JEONG, PARK, JANG, & LEE. Op. Cit.

Después de realizar la revisión de los ítems en esta sección, se consigue ilustrarse en cuanto a las diferentes metodologías existentes para analizar la observabilidad de los sistemas eléctricos. También se exponen las diferentes técnicas de optimización, de acuerdo al estudio en esta investigación, se decide seleccionar la aplicación de la técnica de optimización entera binaria, ya que es la técnica que más se ajusta a la metodología que se pretende implementar.

A medida que nos ilustramos y se avanza en la investigación, se van conociendo diferentes metodologías, las cuales son parecidas y están relacionados entres si, las cuales tienen el mismo fin; se logró observar que a medida que avanza en el tiempo en cuanto a la literatura estudiada, se observan avances en las diferentes investigaciones, se exponen mejoras con respecto a las metodologías anteriores. Estas mejoras incentivan a usar diferentes programas que requieren menos cálculos matemáticos y aportan más exactitud.

Para dar solución a los objetivos de esta investigación, se implementará la metodología de observabilidad de los sistemas eléctricos mediante la matriz AAM Y ATAM, ya que son dos metodologías muy parecidas, las cuales se prestan para ser utilizadas en los sistemas a analizar, esperando llegar a una solución satisfactoria.

### **3.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS METODOLOGÍAS ESTUDIADAS.**

Después de realizar el estudio de las diferentes fuentes bibliográficas orientadas hacia la localización óptima de monitores de calidad de potencia, se evidencia que la mayoría de estas documentaciones parten de un mismo concepto, el cual es la observabilidad de sistemas eléctricos.

Se observan modificaciones conceptuales en busca de avances, con el fin de mejorar las metodologías existentes en pro de la localización óptima de monitores de calidad de potencia. En la tabla 2 se plantea lo más relevante del marco teórico y a partir de este se toman decisiones acerca de que metodología se ajusta a las necesidades de esta investigación, cumpliendo de esta forma con el primer objetivo del presente proyecto.

**Tabla 2. Parámetros relevantes de las diferentes metodologías.**

<p>MÉTODOS BASADOS EN EXPRESIONES ANALÍTICAS PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES.</p>	<p>Este método generalmente se basa en la estimación de la frecuencia de los hundimientos de tensión para cada sistema eléctrico, mediante el uso de tasas estadísticas de las fallas que se registran durante un largo periodo.</p> <p>Este procedimiento es complejo debido a la utilización de muchas expresiones matemáticas, cálculos estadísticos, sumándole a esto que los datos obtenidos pueden diferir considerablemente con el paso de los años.</p>
<p>ÁREA DE ALCANCE DEL MONITOR AAM</p>	<p>Existe una estrecha relación entre el concepto de AAM y el concepto de observabilidad de una red.</p> <p>Cuando se presenten las fallas en el sistema de distribución, habrá un área donde los hundimientos de tensión serán más graves y claramente identificables; lo que significa que debe asignarse un monitor a la barra que tenga el mayor número de hundimientos.</p> <p>Este concepto es apropiado para realizar un análisis enfocado a la presencia de hundimientos de tensión en los sistemas de distribución en estudio, debido a que garantiza la observabilidad total del sistema ante la ocurrencia de fallas.</p>
<p>AAM BASADA EN EXPRESIONES ANALÍTICAS</p>	<p>Este método se establece a partir de expresiones analíticas, que permiten tratar con "segmentos" de líneas en lugar de tratar con "posiciones discretas" en un sistema eléctrico.</p> <p>Además de su complejidad matemática esta metodología se limita a un análisis de fallas en las líneas sin tener en cuenta las barras, restringiendo la observabilidad del sistema eléctrico.</p>

Tabla 2. (Continuación)

<p>MÉTODO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS MEJORADO FEL</p>	<p>Este método resuelve las ecuaciones presentadas por fallas en un sistema de potencia utilizando un método basado en componentes simétricas para el punto donde se produce la falla.</p> <p>Esta metodología es compleja, debido a que ya existen programas de simulaciones de fallas que facilitan los cálculos de tensiones y corrientes en los sistemas de potencia.</p> <p>En este método no se aplica el concepto de AAM.</p>
<p>AAM CONSIDERANDO FALLAS EN LAS BARRAS</p>	<p>El AAM correspondiente a una red completa puede ser descrito por medio de una matriz binaria en la que un 1 en la entrada indica que una falla en la barra produce un hundimiento que es detectado por un monitor instalado en la barra.</p> <p>Esta metodología es recomendable para el análisis del comportamiento de la red de un sistema de potencia, cuando las fallas ocurren en las barras de dicho sistema.</p>
<p>MONITORES EN LA MATRIZ AAM CONSIDERANDO FALLAS EN LAS LÍNEAS</p>	<p>En este método se consideran posiciones de falla a lo largo de las líneas, de esta manera, se puede formar una matriz de alcance para todo el sistema, haciendo uso de submatrices calculadas individualmente para cada línea, que varían continuamente al definir las posiciones de las fallas a lo largo de las líneas.</p> <p>Esta metodología se considera demasiado tediosa y compleja, ya que por medio de otros análisis se puede tener idea del comportamiento del sistema cuando en este se presentaran fallas en las líneas y en barras.</p>
<p>TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN APLICADAS EN LA LOCALIZACIÓN DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA</p>	<p>El enfoque propuesto consiste en seleccionar la localización óptima de los monitores de calidad de potencia.</p> <p>Es necesario ilustrarse acerca de las diferentes técnicas de optimización, por tal razón se analizan las diferentes técnicas de optimización, entre las cuales se destacan: algoritmo genético, enjambre de partículas e integración binaria</p> <p>Para finalmente seleccionar la técnica que mejor se ajuste a la metodología empleada y concluir con el objetivo de este proyecto.</p>

Uno de los métodos más relevantes de estas metodologías es el AAM ya que brinda una gran relación con la observabilidad del sistema eléctrico en estudio y este es quizás el punto más importante en el momento de desarrollar la presente investigación. Al igual el método ATAM, se inclina hacia las mismas características

del método AAM con la diferencia de que se tienen en cuenta las características topológicas del sistema eléctrico y eso cambia algunas de las condiciones en el desarrollo de las metodologías.

A partir de esto se decide investigar más detalladamente las metodologías ATAM y AAM para ser implementadas en el desarrollo de este proyecto, con base en estos dos métodos, diseñar un algoritmo e implementarlo en el sistema de prueba, de esta forma saber que tan buena es la metodología utilizada.

## **4. IMPLEMENTACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS OBJETO DE ESTUDIO**

Al analizar las diferentes metodologías existentes en la literatura, las cuales orientan en la localización óptima de monitores de calidad de potencia en el marco de la estimación de los hundimientos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica, se selecciona un sistema de prueba de 33 barras publicado en la IEEE, con el cual se pretende implementar la metodología descrita en la figura 7.

En la figura 7 se exponen los pasos para la implementación de la metodología (ATAM) en estudio, se diseña un algoritmo (ver Anexo B) para la localización óptima de monitores de calidad de potencia en un sistema de distribución de energía eléctrica, y al cual se le analizan criterios de eficiencia.

### **4.1 METODOLOGÍA ATAM PARA LA DETECCIÓN DE HUNDIMIENTOS**

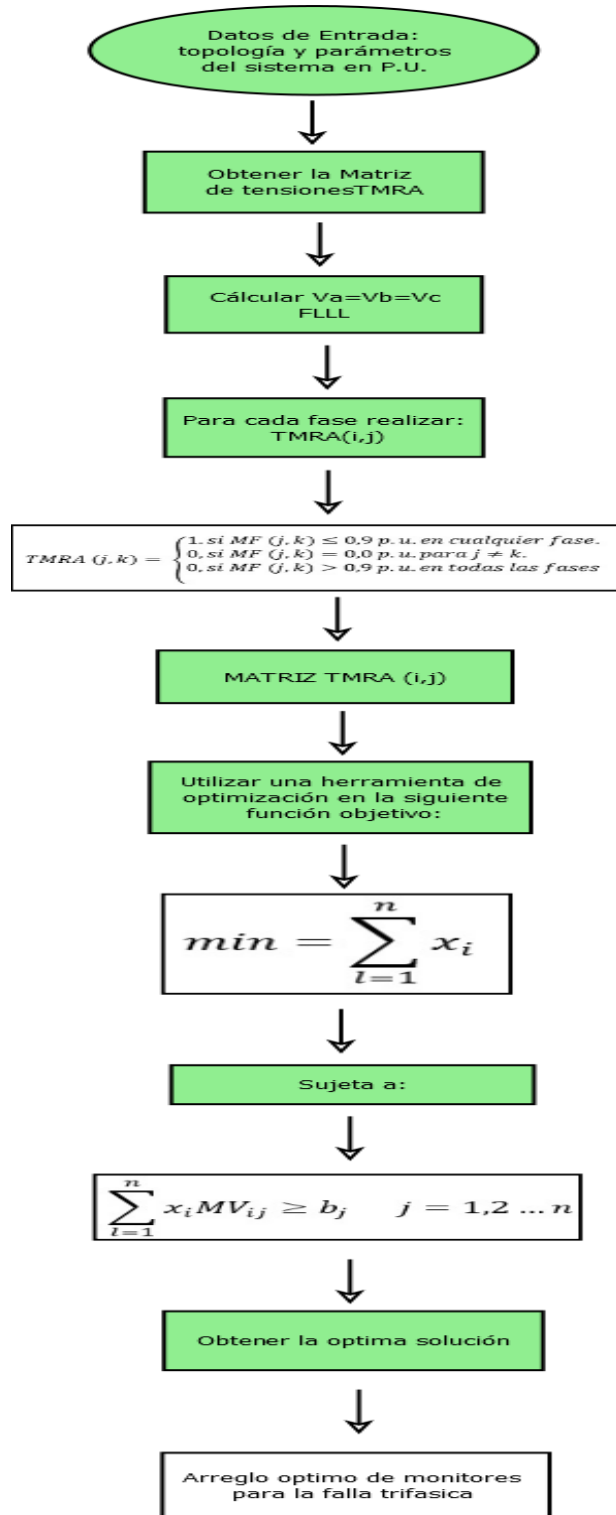
Inicialmente se seleccionó un sistema de prueba (de 33 barras tomado de la IEEE) (Baran & Wu, 1989), este sistema se implementa en el software ATP (sistema descrito en la figura 8). En la simulación del sistema, a éste se le aplican fallas trifásicas balanceadas en cada una de las barras, esto para poder observar el comportamiento del sistema y los posibles hundimientos de tensión en el mismo (ver figura 9 a las 11).

Mediante la obtención de los diferentes registros de tensiones residuales, después de aplicarle las fallas trifásicas balanceadas al sistema en estudio, se exportan los registros obtenidos desde ATP al software Matlab gracias a una herramienta existente en el software ATP. Ya con esto, se procede a la implementación en el

software Matlab la metodología expuesta (ver figura 7), obteniéndose como resultado la matriz de tensiones de fallas (MF).

La determinación de la matriz de tensiones de fallas como fue llamada en este trabajo, es de mucha importancia, ya que nos ayuda con la interpretación de lo que le ocurriría al sistema ante la presencia de cortos circuitos en el mismo. Finalmente, mediante el estudio y la selección de un método de optimización que más se adecue al desarrollo de la metodología empleada, se procede con la localización del número mínimo de monitores de calidad de potencia en el sistema de distribución. Estos monitores deben ser capaces de captar todos los hundimientos que se presenten en cualquier punto de la red del sistema de distribución en estudio.

Figura 7. Pasos para la implementación de la metodología ATAM.



Los monitores de calidad de potencia mediante el almacenamiento de datos llevarán un registro de los distintos puntos de la red donde se presentaron hundimientos de tensión ante la presencia de fallas en el sistema de distribución en estudio.

La solución óptima al problema de asignación de monitor tiene como objetivo dar prioridad a las barras que son más sensibles a los hundimientos de tensión. La descripción de la metodología propuesta está ilustrada por la figura 7, y cada paso se explica a continuación.

### **PASO 1. DETERMINACIÓN DE LA MATRIZ DE TENSIONES DE FALLA (MF) Y OBTENCIÓN DE LA MATRIZ ATAM (TOPOLOGÍA DEL ÁREA DE ALCANCE DEL MONITOR).**

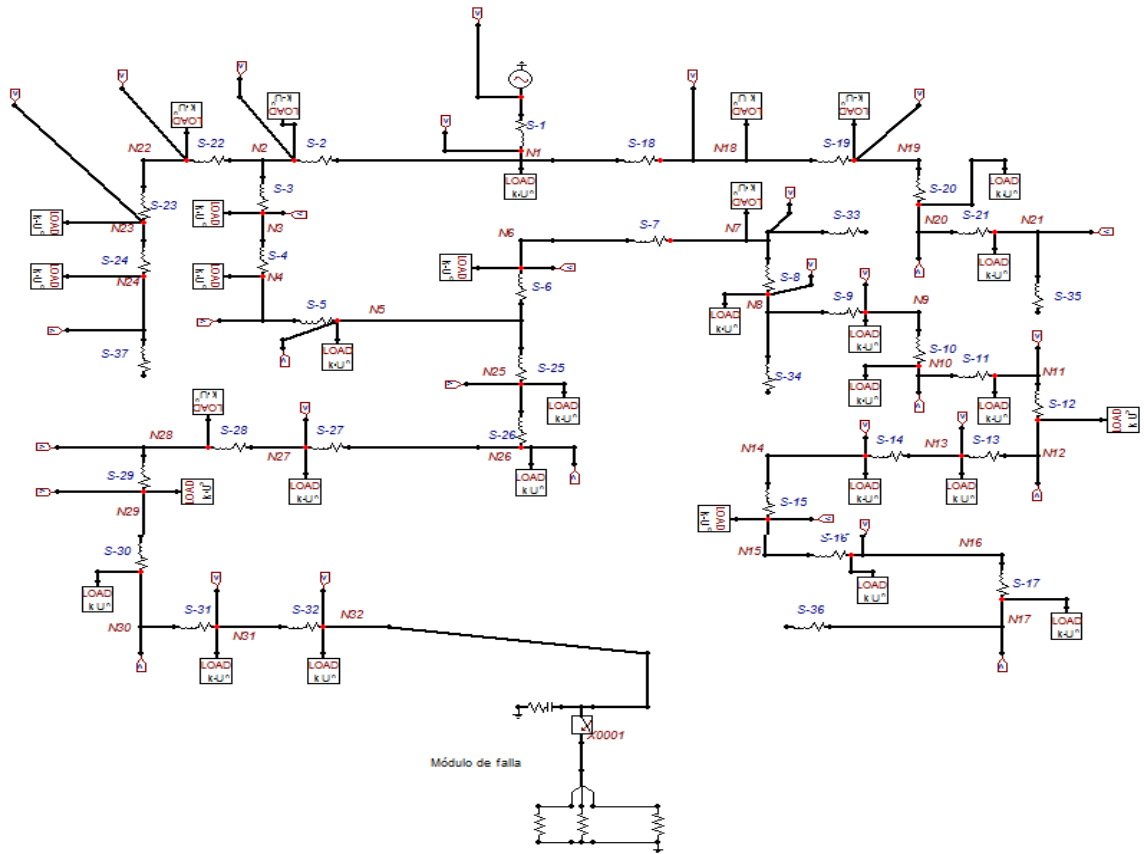
El método propuesto se basa en el uso de la topología del sistema en el área de alcance del monitor para el cual se realiza el cálculo de las tensiones residuales (tensiones de fallas) originadas por fallas en los sistemas de distribución de energía.

Para la ejecución, inicialmente se utiliza un sistema de distribución eléctrico de prueba, el cual se encuentra reportado en el IEEE<sup>44</sup>. Este es un sistema balanceado y consta de 33 barras. Las especificaciones del sistema pueden observarse en Anexo A.

---

<sup>44</sup> BARAN, M. E., & WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. Power Delivery, IEEE Transactions on, 4(2), 1401-1407. 1989

**Figura 8. Esquema del sistema de distribución de 33 barras, falla aplicada a la barra 32**



Fuente: BARAN, M. E., & WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. Power Delivery, IEEE Transactions on, 4(2), 1401-1407. 1989

### A. Determinación de la matriz de tensiones de fallas

La determinación de esta matriz es factible cuando se conoce la información acerca de la configuración y los parámetros del sistema de distribución, ya que, con ello, es posible determinar la magnitud de las tensiones residuales para la construcción de MF.

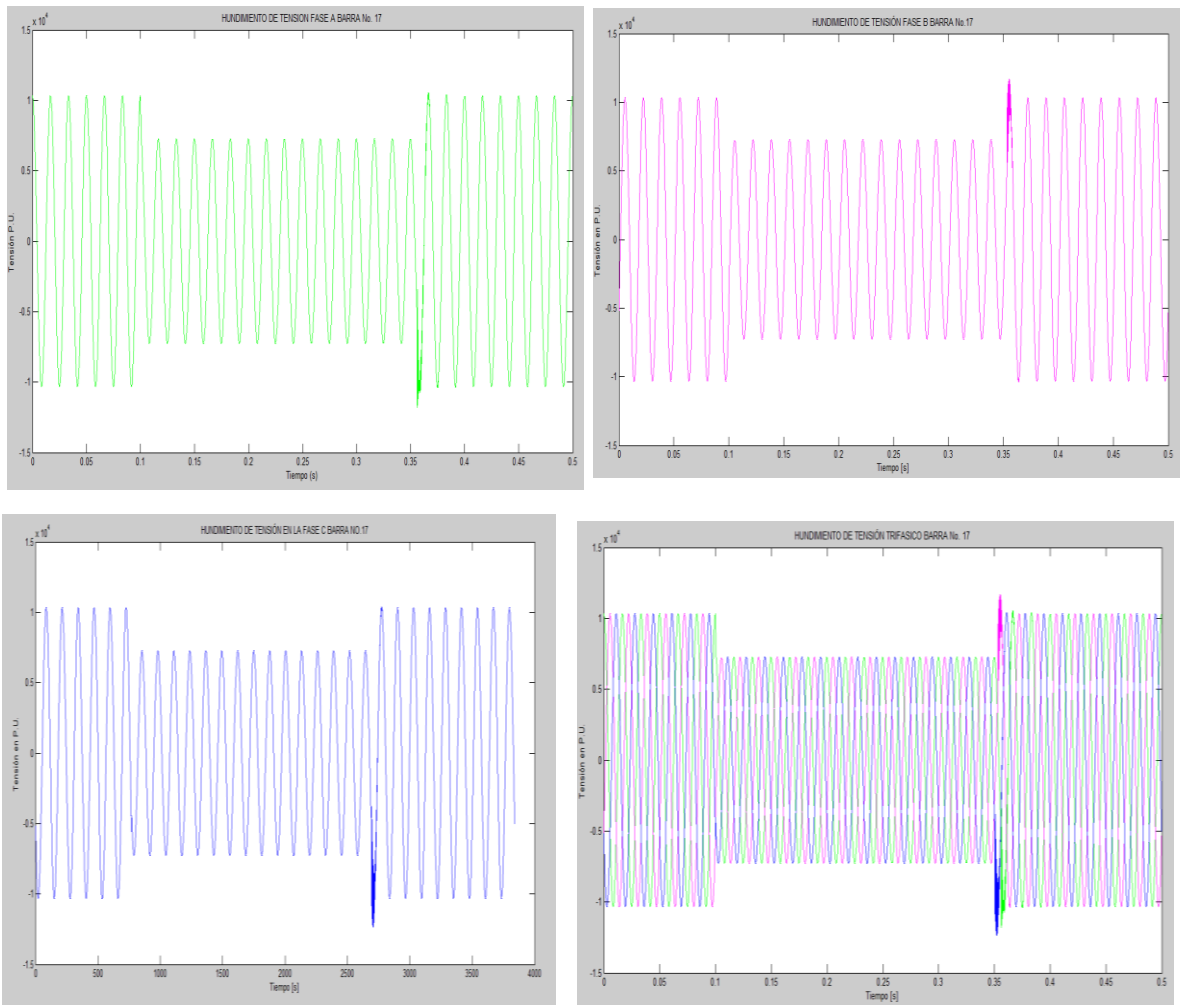
Con el fin de evitar limitaciones, en este trabajo se usó la plataforma ATP-EMTP para realizar todos los cálculos de cortocircuitos en estudio y así obtener los parámetros representativos del sistema, como lo fueron las tensiones cuando se le

aplicaban fallas trifásicas balanceadas a cada una de las barras que conformaban el sistema de distribución. Para la aplicación de las fallas trifásicas, se utilizó un módulo de falla trifásica creado en el software ATP (ver Figura 8.), para posteriormente obtener las tensiones residuales del sistema de distribución y finalmente determinar la matriz de tensiones de fallas.

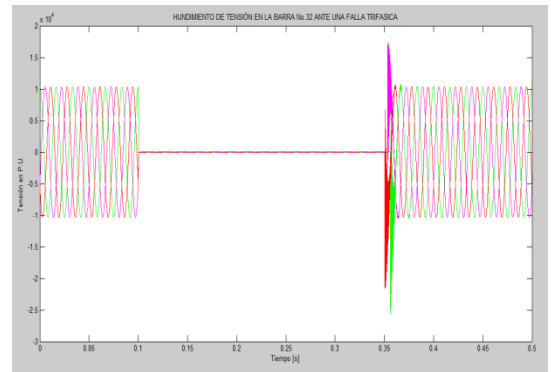
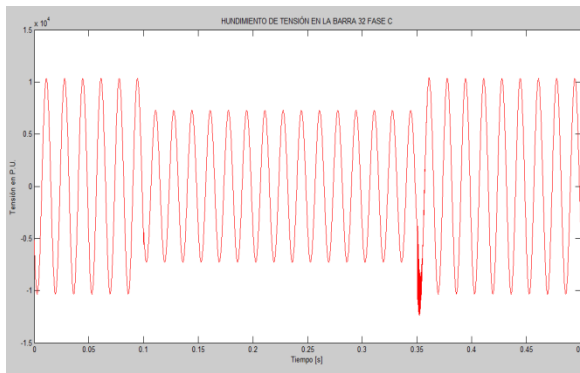
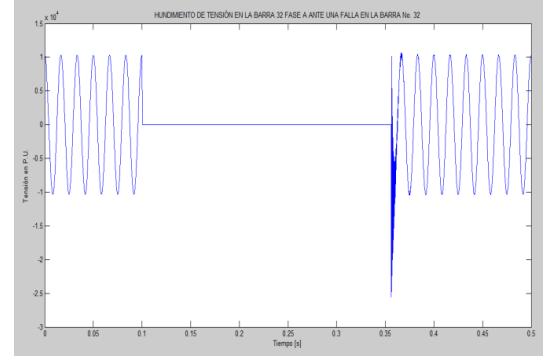
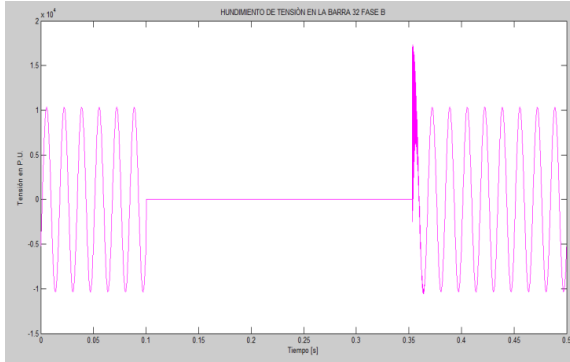
A continuación se muestran algunas de las gráficas cuando se presenta un hundimiento en una de las barras del sistema. En esta representación se realizó la falla en la barra 32, y se puede observar el comportamiento en algunos de los nodos del sistema en estudio. Los nodos fueron seleccionados según la distancia al punto de ocurrencia del hundimiento, por ejemplo, la barra 17 está cercana a la barra 32 que es la barra en falla, debido a eso se puede observar que la falla en la barra 32 genera hundimiento en la barra 17. La barra 18 queda a un extremo del punto de ocurrencia de la falla, por tal razón se puede observar que la falla en la barra 32 no genera hundimiento en la barra 18, y como era de esperarse una falla en la barra 32 registra un hundimiento bastante notorio.

En las figuras 9, 10 y 11. Se puede observar el comportamiento de algunos nodos o barras en el sistema cuando se presenta una falla trifásica en la barra 32. En estas figuras se muestran los nodos más significativos, es decir, los nodos más cercanos, intermedios y lejanos a la barra donde ocurre la falla (ver figura 8).

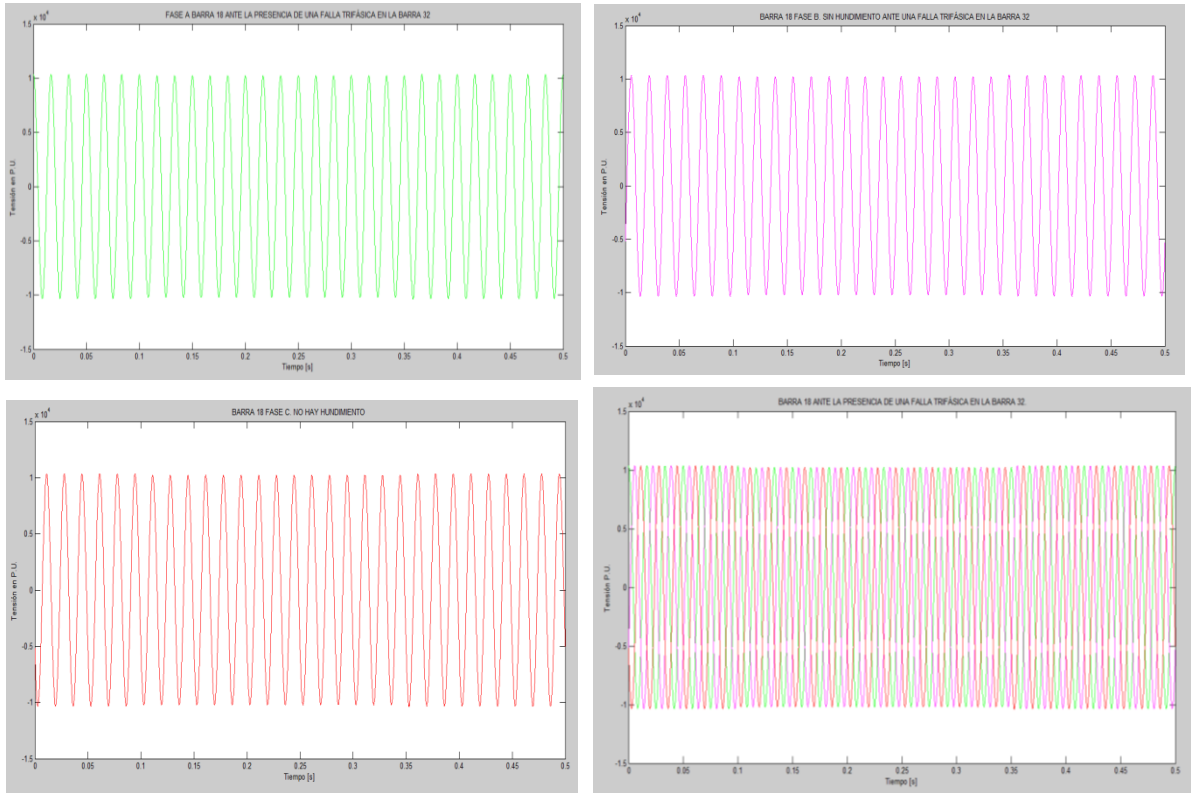
**Figura 9. Hundimientos de tensión en las fases A, B, C en la barra 17, cuando ocurre una falla trifásica en la Barra 32.**



**Figura 10. Hundimientos de tensión en las fases A, B, C en la barra 32, cuando ocurre una falla trifásica en la Barra 32.**



**Figura 11. Sin Hundimiento de tensión en la barra 18, cuando ocurre una falla trifásica en la Barra 32**



En el siguiente paso se explica la construcción de una matriz, la cual facilitara la observación en cuanto al comportamiento del sistema cuando se presentan fallas trifásicas. Para este ejemplo, se muestra la matriz de tensiones de fallas, en la cual cada columna representa la posición de falla, es decir, una barra del SD bajo evaluación, donde se simuló un cortocircuito. Las filas almacenan los valores de las tensiones residuales para cada barra, según donde se aplica la falla. Esto permite determinar si está o no sensibilizada por un monitor (ver tabla 3).

Las tensiones residuales obtenidas a partir de la simulación de fallas se almacenan en una matriz denominada matriz de tensión de falla (MF), en la cual las columnas representan número de barras y las filas de la matriz indican la

posición de falla<sup>45</sup>. Ver tabla 3. En la tabla 3 se muestran las primeras 10 filas y columnas de la matriz MF. La matriz completa puede ser observada en formato digital anexo a este documento (SISTEMA33/DIVIDIDO/MRA-2772)

**Tabla 3. Matriz de tensiones de falla (MF). Primeras 10 filas y columnas.**

7309,0231	7289,18322	7196,09406	7147,75797	7100,19284	6982,41606	....
7309,0655	70,0187339	69,1469088	68,6970525	68,2547962	67,1510756	....
7309,11374	6157,20648	11,1102026	11,043109	10,9776885	10,8088539	....
7309,07995	6598,31395	2810,19984	6,82672912	6,79230172	6,69746656	....
7309,07995	6799,65122	4088,27215	2087,19349	4,86983793	4,80539451	....
7309,02056	7009,6269	5424,37986	4268,48468	3077,48523	2,84225699	....
7309,04345	7064,46653	5779,4391	4858,35673	3927,56554	1520,62568	....
7309,03453	7104,7532	6028,28739	5251,0391	4450,24603	2365,40601	....
7309,0231	7152,59534	6330,62746	5740,84521	5131,66645	3556,9268	....
7309,03453	7181,18026	6511,4115	6034,23847	5541,1806	4272,33192	....

## **B. OBTENCIÓN DE LA MATRIZ ATAM**

Para la determinación de esta matriz se usa la técnica de topología del área de alcance del monitor (ATAM), esta técnica se decide usar ya que se considera como un simple y apropiado método para determinar la localización óptima de monitores en sistemas de distribución.

En un programa de monitoreo, la localización MCP debe dar suficiente información para el seguimiento de la localización de origen del hundimiento, que en una barra monitoreada indica que está cerca de la localización de la falla y viceversa<sup>46</sup>.

---

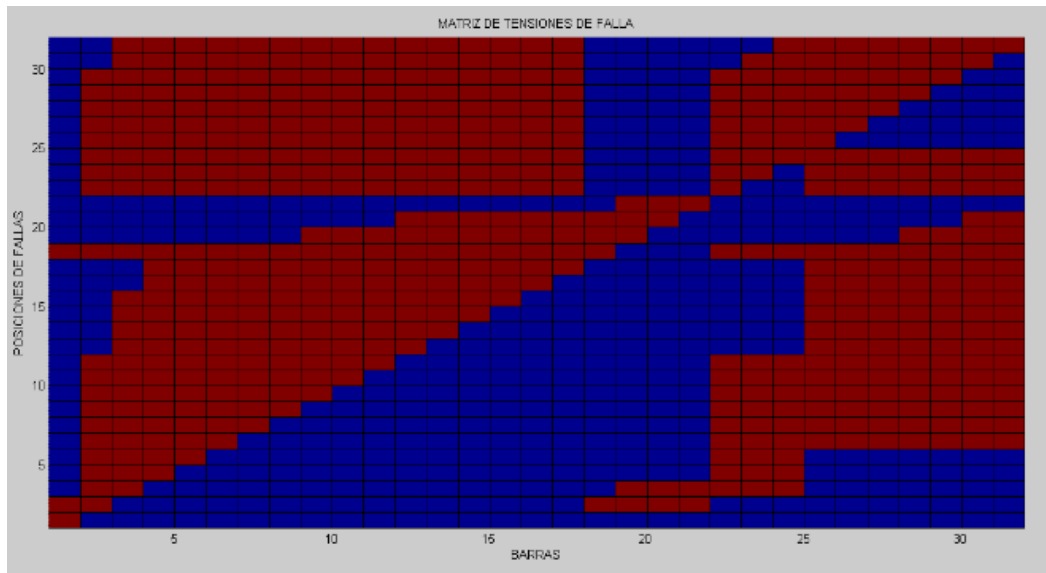
<sup>45</sup> ALMEDIA, & KAGAN. Op. Cit.

<sup>46</sup> CHANG, CHAO, CHU, & CHEN. Op. Cit.

A partir de la matriz MF determinada anteriormente, se pasa a construir la matriz ATAM. Esta matriz se construye llenando con 1 (uno), cuando la tensión en la matriz MF es menor o igual que 0,9 p.u. de tensión en cualquier fase y 0 (cero), de lo contrario. Pero, si la tensión residual de barras es exactamente igual a 0 p.u. en la barra supervisada (j) y es diferente de la barra en falla (k), entonces la entrada ATAM (j, k) tiene que ser 0 (cero). La construcción de la matriz ATAM propuesta se expresa en la ecuación (24). Como resultado, todas las barras de aguas abajo de la localización de falla serán factible para instalar el CPM.

$$TMRA(j, k) = \begin{cases} 1, & \text{si } MF(j, k) \leq 0,9 \text{ p.u. en cualquier fase.} \\ 0, & \text{si } MF(j, k) = 0,0 \text{ p.u. para } j \neq k. \\ 0, & \text{si } MF(j, k) > 0,9 \text{ p.u. en todas las fases} \end{cases} \quad \text{Ecuación (24).}$$

Para obtener los parámetros de la matriz ATAM, bajo las condiciones de la ecuación 1. Se diseñó un algoritmo el cual fue desarrollado en el software Matlab. Anexo B. En la figura 12 el color Azul indica que existe hundimiento de tensión para el umbral asignado (0.9 p.u.) y el Rojo lo contrario. Las columnas corresponden a las barras y las filas son las posiciones de fallas.



Matriz ATAM.  $\geq 0,9 p.u.$   $< 0,9 p.u.$

■ ■

Después de la construcción de la matriz ATAM, de analizar la detección de hundimientos en el sistema, se procede a realizar la localización óptima del MCP. (Ver anexo B, párrafo III, en el cual se muestra como es implementada la matriz ATAM en Matlab).

## PASO 2. ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE LOS MONITORES.

Debido a los costos que implican la localización de monitores de calidad de potencia en sistemas eléctricos, es necesaria la implementación de un método de optimización con el fin de minimizar el número de monitores a localizar en la red de un sistema de energía.

La optimización se ocupa de las limitaciones de observabilidad basadas en el concepto topológico del área de alcance del monitor y resuelve una función objetiva para la obtención del número óptimo y la localización de monitores en el sistema de potencia

En la ecuación 25 se refleja el modelo matemático para la ejecución de dicha necesidad.

$$\min = \sum_{i=1}^n x_i \quad \text{Ecuación (25)}.$$

Donde,  $x_i$  es el vector de monitoreo, responsable de proporcionar la solución a la asignación óptima del problema.

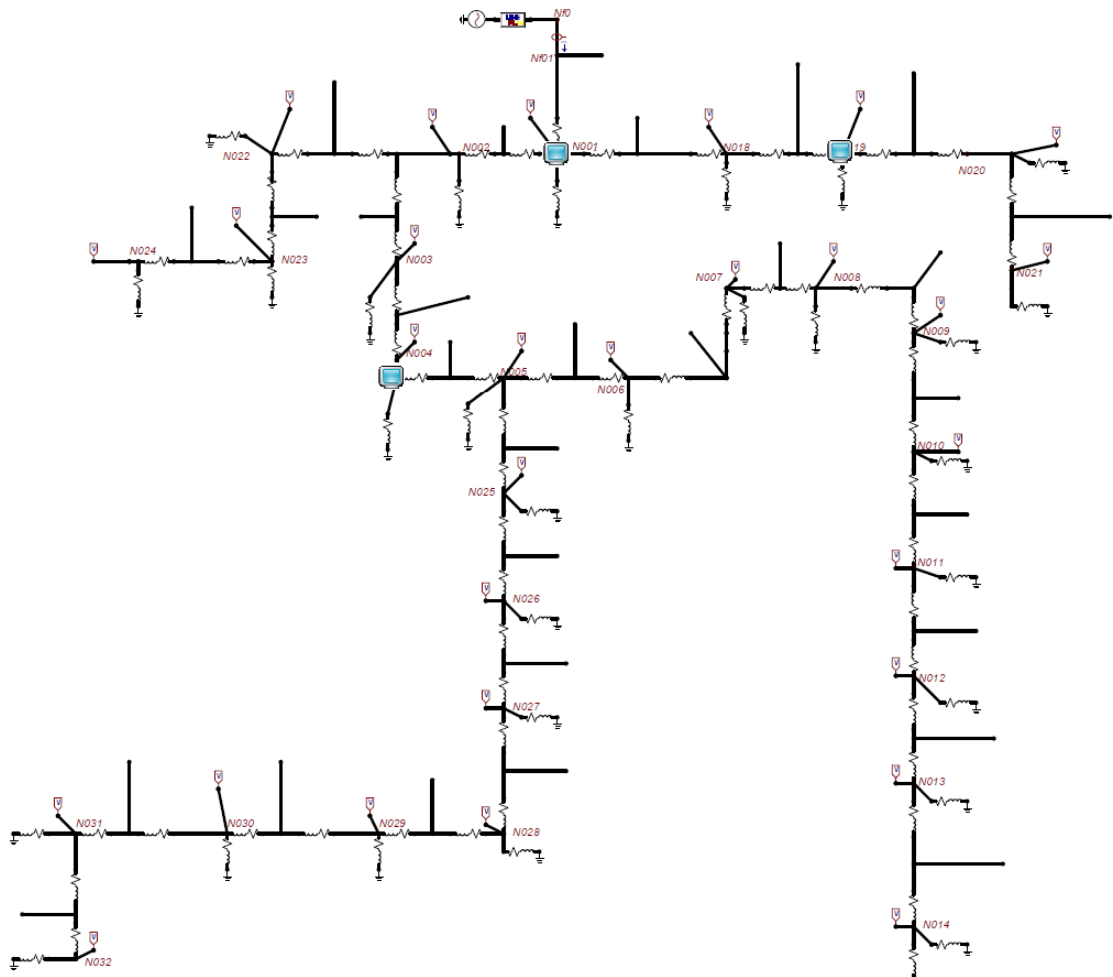
Después de indagar y analizar diferentes métodos de optimización existentes, con el propósito escoger e implementar el método de optimización que más se ajustara al estudio y a la ejecución de la metodología propuesta, para la obtención final del mínimo número de monitores de calidad de potencia, que detectan hundimientos de tensión en la red del sistema eléctrico seleccionado. Se decide escoger el método de optimización de integración entera binaria porque este método según sus condiciones se adapta perfectamente al estudio, ya que, es un método de optimización que se emplea en sistemas binarios.

Para realizar la optimización y emplear el método de integración entera binaria fue necesario la utilización del software Matlab, con el cual fue posible la implementación y observación del sistema. Posteriormente al aplicar dicha optimización se obtuvo la cantidad mínima de monitores y la localización de los mismos en las barras del sistema analizado. Teniendo como resultado que con 3 (tres) monitores ubicados en las barras 1, 4, 19 era suficiente para vigilar el sistema de 33 barras, cuando a este se le presenten fallas trifásicas. En el Anexo 2 se puede observar el algoritmo empleado. (Ver figura 13).

Es necesario comprobar la veracidad del estudio de este método de localización óptima de MCP, para el cual posteriormente se realizará la validación de la localización de los tres monitores obtenidos (Ver anexo C.2.). Para esto se utiliza el mismo sistema de 33 barras, pero, se seccionan las líneas entre barras,

quedando el sistema dividido y por tanto quedara con 33 nodos reales y 33 nodos ficticios, por tal razón en la figura 14, se muestra un sistema de 63 barras. El propósito es observar el comportamiento del sistema, no solo cuando ocurren fallas en las barras, sino, analizar también estas en las líneas, posteriormente analizar qué tan eficiente puede llegar a ser la localización de esos monitores en las determinadas barras, y si dicho número de monitores es suficiente para monitorear la totalidad de sistemas de 33 barras. (Ver ítem 4.2.)

**Figura 12. Localización óptima de monitores en el sistema de 33 barras.**



## 5. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE LA MATRIZ ATAM

Después de implementar la técnica de optimización entera binaria para el sistema de 33 barras, se puede observar que para el tipo de falla trifásica es necesaria la localización de 3 monitores en las posiciones de las barras descritas en la tabla 4, para detectar los hundimientos de tensión que se presenten en el sistema. En el anexo 2, parágrafo IV, se muestra el código utilizado para la obtención de la optimización, y, por ende, la localización y cantidad de monitores necesarios para la observabilidad del sistema de 33 barras.

**Tabla 4. Localización de monitores en el sistema de 33 barras**

Tipo de Falla	Localización de monitores en las barras
Trifásicas	1 - 4 - 19

Para la determinación de la eficiencia de la localización de estos 3 monitores hallados después de optimizar la matriz ATAM, es necesario construir una matriz nueva de 33 barras, con la cual se pueda verificar que tan eficiente es la localización en las barras mostradas en la tabla 4.

Para hallar la eficiencia de este vector de optimización, se multiplica la nueva matriz ATAM por este vector, donde obtenemos un vector resultante el cual está compuesto de valores iguales a 0, 1, 2 y 3 ya que es el máximo número de monitores que pueden registrar los hundimientos de tensión ocurridos en el sistema eléctrico.

En este vector resultante cuento los hundimientos que fueron registrados por lo menos por un monitor, y finalmente obtengo la eficiencia dividiendo los hundimientos detectados por el total de hundimientos observados en el sistema.

- Eficiencia tomando el vector resultante de las fallas trifásicas balanceadas de la matriz ATAM (Ver anexo digital: SISTEMA33-SIN-DIVIDIR(TMRA)/Estudios-trifásica-primera-eficiencia/Estudios-trifásica-primera-eficiencia).

$$\begin{aligned} Eficiencia_{TAAM} &= \frac{\text{hundimientos detectados}}{\text{numero total de hundimientos observados}} \times 100 = \frac{950}{2509} \times 100 \\ &= 37,86\% \end{aligned}$$

## 5.1 METODOLOGÍA AAM PARA LA DETECCIÓN DE HUNDIMIENTOS

Esta metodología se decide usar debido a que en la realidad existen fallas con características desbalanceada y la metodología anterior tenía esa limitante, ya que solo se puede implementar con fallas simétricas o balanceadas como lo son las fallas trifásicas.

Esta metodología incluye fallas asimétricas y fallas en las líneas y la mejora mediante el uso de una formulación analítica que garantiza la plena observabilidad de la red.

Para la implementación de esta metodología se utiliza el mismo sistema de prueba (33 barras), con la variante de que al sistema se le aplican fallas desbalanceadas y a estas fallas se le agregan resistencias de falla (ver figura 14). Para un mejor análisis del sistema cuando ocurran los diferentes tipos fallas, se decide dividir las líneas del sistema en dos secciones, manteniendo constantes los parámetros de la

línea, esto con el propósito realizar un análisis más amplio, de tal forma que es posible analizar el comportamiento del sistema ante la presencia de los tipos fallas a lo largo de las líneas y en las barras (ver figura 14). El desarrollo de esta nueva metodología puede ser observada en la figura 15.

**Figura 13. Sistema de 33 barras, 33 barras ficticias, con resistencias puestas a tierra.**

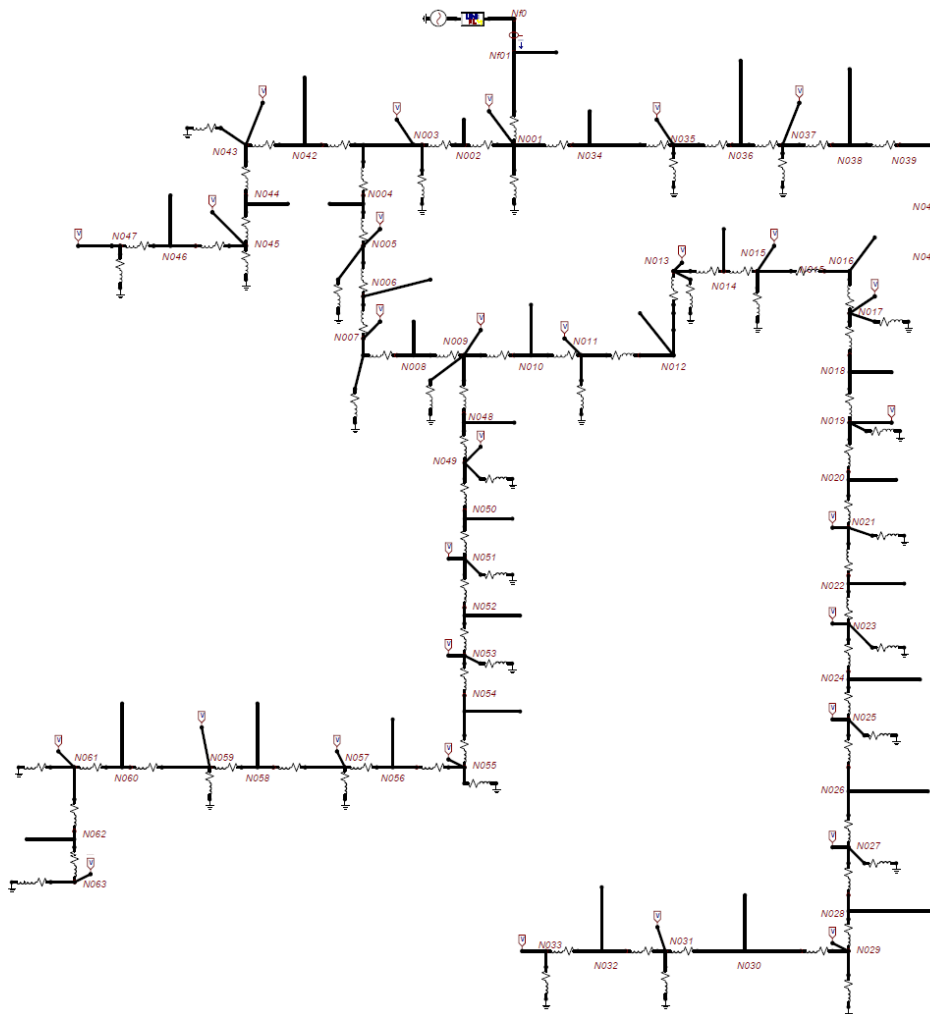
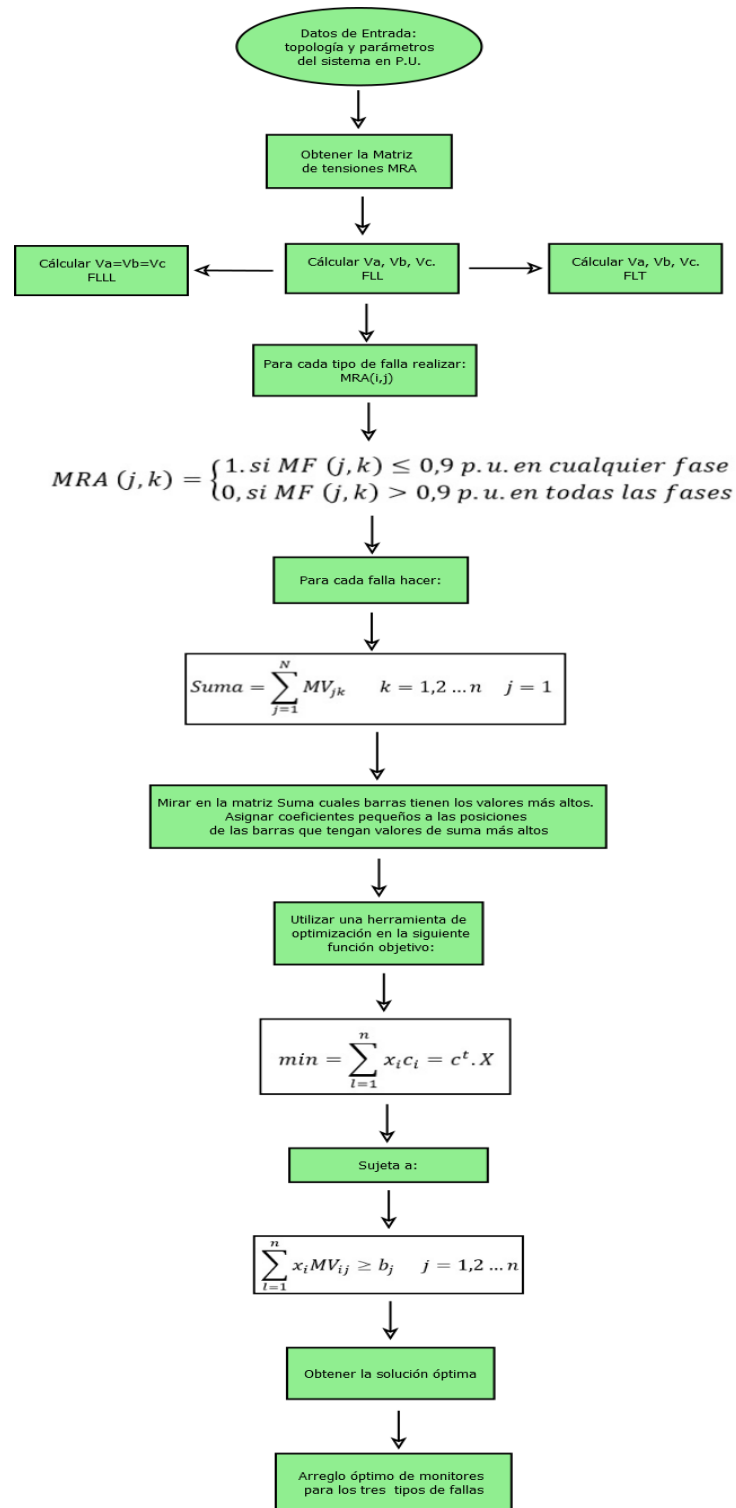


Figura 14. Pasos de la Metodología AAM para la localización óptima de monitores.



**5.1.1 Pasos para la implementación de la metodología AAM para el monitoreo de hundimientos de tensión.** La finalidad de esta metodología es analizar el rendimiento del sistema de distribución al presentarse hundimientos de tensión durante la ocurrencia de los diferentes tipos de cortocircuitos (equilibrados y desbalanceados). Para esto se determina la matriz AAM para cada tipo de falla, además se analiza en cuales barras existen hundimientos de tensión. Posteriormente, se da prioridad a la instalación de monitores en las barras más sensibles a los hundimientos, y, mediante la herramienta Optim-tool incorporada en el software Matlab que contiene la técnica de optimización entera binaria, se determina el mínimo número de monitores requeridos y la mejor localización de estos (ver anexo 2 parágrafo IV).

#### **Paso 1 - Determinación de la matriz AAM.**

Con la implementación del sistema de 33 barras de la IEEE<sup>47</sup> el cual tiene 33 barras ficticias para un mejor análisis de lo que sucede en las líneas entre barras de la figura 14, la tensión de la matriz durante las fallas se obtiene para cada fase del sistema de distribución (SD), de acuerdo con los tipos de corto circuitos posibles. Utilizando la herramienta desarrollada como proyecto de grado por estudiantes de la Universidad Industrial de Santander<sup>48</sup>, en el software Matlab, llamada como SimRF, la cual asocia el sistema implementado en ATP con Matlab y así posibilita las simulación de todos los tipos de fallas en el sistema de distribución(SD).

#### **A. Configuración del modelo del circuito en ATPdraw**

Una vez se tiene montado el sistema en ATP que se desea simular (Figura 16), se procede a efectuar la simulación dirigiéndose al menú por medio ATP \ run ATP, para generar el código fuente en extensión \*.atp. Se debe tener en cuenta que hay

---

<sup>47</sup> BARAN, & WU. Op. Cit.

<sup>48</sup> JAIMES FLORES, & VILLAMIZAR CRUZ. Op. Cit.

que etiquetar el circuito de manera correcta para un buen funcionamiento de simulaciónRF.

**B. Simulación de los diferentes tipos de fallas en el sistema de 33 barras, mediante la herramienta SimRF<sup>49</sup>.**

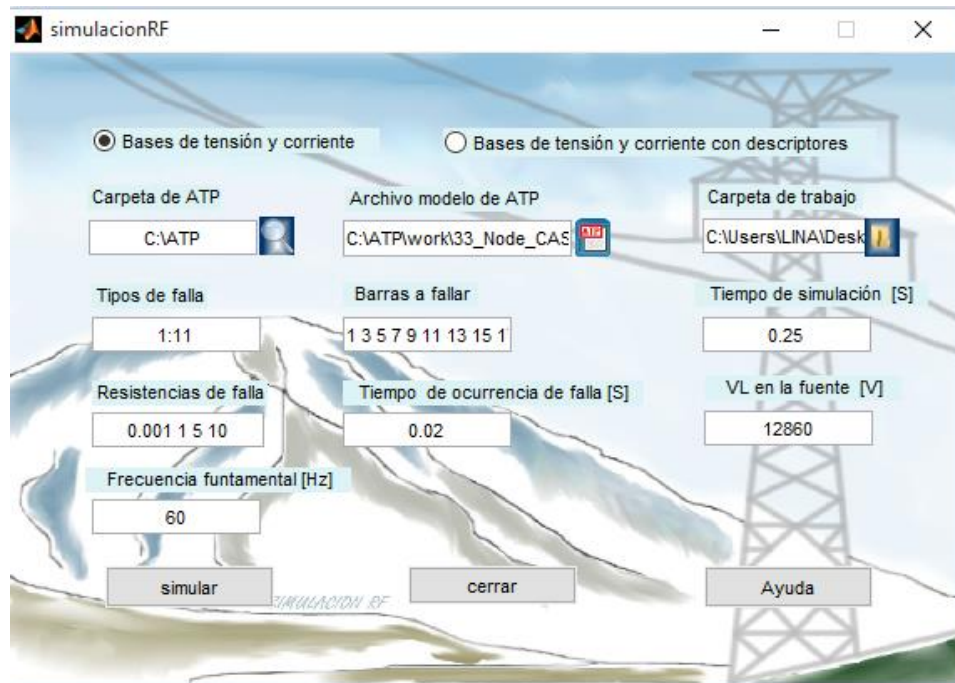
Para la ejecución de la herramienta de simulación de fallas en el Commad Windows de Matlab, el usuario debe saber que, para ejecutar esta herramienta debe inicialmente seleccionar en la interfaz bases de tensión y corriente, luego en la carpeta de ATP debe ir al equipo (PC) y seleccionar la unidad donde se encuentre instalado el software ATP, y seleccionar ATP, para este caso estaba en C:\ATP. En Archivo modelo de ATP, se debe buscar en el lugar donde se instaló ATP y seleccionar la carpeta de trabajo designada como work, allí se encuentra el sistema implementado en ATP y se selecciona el modelo al que se le desea aplicar las fallas. Luego la carpeta de trabajo es la carpeta donde se desea guardar la información de lo que arroje la simulación con la interfaz simRF. En los tipos de fallas se puede seleccionar el tipo de falla que se desee aplicar al sistema modelado, cada numeral es un tipo de falla, y estas van de la 1 a la 11. Para la simulación de fallas de cortocircuito en sistemas trifásicos, se designó para los diferentes tipos de falla un número del 1 al 11 como se describe en<sup>50</sup>. Se toman 4 valores distintos para las resistencias de falla, la tensión ingresada es la tensión de línea de la fuente primaria del sistema.

---

<sup>49</sup> Ibid

<sup>50</sup> Ibid

Figura 15. Interfaz de SimRF en modo simulación.



- Tipo 1. Monofásica fase A.
- Tipo 2. Monofásica fase B.
- Tipo 3. Monofásica fase C.
- Tipo 4. Bifásicas fases A y B.
- Tipo 5. Bifásica fases B y C.
- Tipo 6. Bifásica fases C y A.
- Tipo 7. Bifásicas fases A y B a tierra.
- Tipo 8. Bifásica fases B y C a tierra.
- Tipo 9. Bifásica fases C y A a tierra.
- Tipo 10. Trifásica.
- Tipo 11. Trifásica a tierra

En la casilla Barras a fallar se seleccionan las barras o nodos del sistema a los que se le desea aplicar la o las fallas. En la casilla resistencias de falla se escriben los diferentes valores de resistencias de falla que se quieran modelar en el sistema. La tensión que se debe ingresar en la interfaz es la tensión de línea. Para ingresar los tiempos se debe verificar que tiempo se colocó en el modelado del sistema que se implementó en ATP, de acuerdo a eso se escriben los tiempos en las casillas donde se debe designar los tiempos, ninguna casilla de la interfaz debe quedar vacía, si no la simulación se presentará error en la simulación y por lo tanto la herramienta no mostrará ningún resultado.

En la casilla carpeta de trabajo, se debe crear una carpeta, en la cual se guardarán los resultados de la simulación, dentro de esa carpeta habrá una subcarpeta llamada ATP, la cual contiene una subcarpeta con archivos \*.mat. Estos archivos guardan información de los registros de las fallas y por su extensión \*.mat ejecutables en Matlab, cada uno de estos \*.mat tiene señales de tensión y tiempo.

Con los registros de tensión obtenidos después de aplicar los diferentes tipos de fallas al sistema, se procede a la construcción de la matriz AAM.

### C. Construcción de la matriz AAM.

$$MRA(j, k) = \begin{cases} 1, & \text{si } MF(j, k) \leq 0,9 \text{ p.u. en cualquier fase} \\ 0, & \text{si } MF(j, k) > 0,9 \text{ p.u. en todas las fases} \end{cases} \quad \text{Ecuación (26)}$$

Esta matriz se construye teniendo en cuenta la *ecuación 26*, la cual define las condiciones para la construcción de la matriz AAM, y con la ayuda de la implementación del código **vsag observability** descrito en el Anexo 3, se determinan las matrices por tipo de falla, es decir, para las fallas trifásicas se construirá una matriz AAM trifásica, para las fallas bifásicas se construirá una

matriz AAM bifásica, finalmente para las fallas monofásicas se construirá una matriz AAM monofásica. Estas matrices describen el comportamiento del sistema cuando en él ocurren ya sean fallas monofásicas o bifásicas o trifásicas.

Para términos explicativos solo se dará a conocer como se obtiene la matriz AAM monofásica, es decir cuando en el sistema ocurran fallas monofásicas.

Se debe saber que por las condiciones descritas anteriormente y por la dimensión del sistema, en la matriz AAM nueva se va a obtener 2772 posiciones de fallas.

*Posiciones de fallas =  $Rf * fallas * barras\ totales\ del\ sist. = 4 * 11 * 63 = 2772$*   
El valor obtenido de las posiciones de fallas, será el valor que se debe ingresar en el código (ver Anexo 3).

La dimensión de la matriz AAM que involucra los 11 tipos de fallas sería de  $2772 \times 32$ . Ya que 32 son los nodos o barras reales del sistema original antes de dividirlo para observar el comportamiento del sistema al presentarse fallas en las líneas entre barras.

Por la dimensión de la AAM fue necesario la utilización de un algoritmo (**vsag observability**), el cual está descrito en el Anexo 3. Mediante dicho algoritmo se obtiene la Matriz AAM de unos y ceros basándose en el concepto del método AAM descrito anteriormente.

- Dimensión de la matriz AAM monofásica (Ver Anexo 3.).

*Posiciones de fallas =  $Rf * fallas * barras\ totales\ del\ sist. = 4 * 3 * 63 = 756$*

- Dimensión de la matriz AAM bifásica.

*Posiciones de fallas =  $Rf * fallas * barras\ totales\ del\ sist. = 4 * 6 * 63 = 1512$*

- Dimensión de la matriz AAM trifásica.

$$Posiciones\ de\ fallas = Rf * fallas * barras\ totales\ del\ sist. = 4 * 2 * 63 = 504$$

Después de obtener las AAM para cada tipo de falla, mediante la ecuación 27, se analizan las barras de mayor valor, es decir, las más sensibles a los hundimientos de tensión por cada tipo de falla que se presente en el sistema, donde las barras más sensibles se definieron como se muestra en la Tabla 5. Se observa que la barra 17 fue la más sensible seguida de la 15 y 16.

$$Suma = \sum_{j=1}^N MV_{jk} \quad k = 1,2 \dots n \quad j = 1 \quad Ecuación\ (27).$$

**Tabla 5. Barras más sensibles a caídas de tensión ante la ocurrencia de diferentes tipos de fallas.**

Tipo de Falla	Barras más sensibles a experimentar los hundimientos de tensión
Monofásicas	12 - 13 - 15 - 16 - 17
Bifásicas	13 - 14 - 15 - 16 - 17
Trifásicas	11 - 12 - 14 - 16 - 17

Por lo tanto, estas barras son prioritarias en el proceso de búsqueda de una solución óptima en el **paso 2** de la metodología. Según el grado de vulnerabilidad de la barra, un valor más bajo en el vector de coeficientes se le asignara. La barra 17 fue la más expuesta, recibe un valor inferior, y así sucesivamente, como se muestra en la tabla 6.

Se escogió mostrar explícitamente los resultados obtenidos para la matriz AAM monofásica (ver Anexo C.), sabiendo que la secuencia de lo realizado en ésta será la misma para poder obtener las matrices AAM bifásica y trifásica.

**PASO 2 - Priorización de barras con área de vulnerabilidad mayor y asignación óptima de los monitores.**

Es necesario asignar un vector de coeficientes (C) con dimensión (nx1) a la función objetivo para que las barras con área de vulnerabilidad más grande puedan ser priorizadas. Por lo tanto, la decisión de la instalación de un monitor en una barra dada dependerá del cumplimiento de las coordenadas de cada vector de coeficientes. Basándose en el hecho de que las barras con los coeficientes enteros más pequeños son consideradas una prioridad en el proceso de encontrar la solución, las posiciones que presentan los mejores resultados en el de vector C, deben recibir una tasa que sea más baja que otras variables<sup>51</sup>.

**Tabla 6. Asignación del vector de ponderaciones matriz AAM monofásica.**

Barras	Hundimientos registrados	Vector Ponderaciones (C)
1	21	10
2	93	9
3	138	8
4	183	7
5	360	5
6	396	4
7	447	3
8	507	2
9	513	2
10	516	2

---

<sup>51</sup> KEMPNER, OLESKOVICZ, & QUARESMA SANTOS. Op. Cit.

Tabla 6. (Continuación)

Barras	Hundimientos registrados	Vector Ponderaciones (C)
11	516	2
12	525	2
13	528	2
14	531	2
15	531	2
16	534	2
17	537	1
18	27	10
19	75	9
20	75	9
21	75	9
22	108	9
23	120	9
24	120	9
25	369	4
26	387	4
27	438	3
28	447	3
29	450	3
30	456	3
31	459	3
32	459	3

**5.1.2 Localización óptima de monitores de calidad de potencia en el sistema de 33 barras.** Finalmente, la optimización entera binaria se utiliza para determinar las mejores posiciones de los monitores, para asegurar la máxima observabilidad del sistema de distribución, para el umbral de 0.9 p.u. de la tensión.

Esta técnica estuvo sujeta a los siguientes parámetros y ecuaciones, gracias a las cuales se pudo obtener el vector de optimización, el cual detalla el número de monitores y la posición de la barra en la que se debe instalar

I. Función objetivo:

$$\min = \sum_{l=1}^n x_l c_l = c^t \cdot X \quad \text{Ecuación (28).}$$

II. Restricción:

$$\sum_{l=1}^n X_l MV_{lj} \geq b_j \quad j = 1, 2 \dots n \quad \text{Ecuación (29)}$$

Dónde:

$b$ , es un vector de unos.

$X_l$ , es el vector de optimización.

El número requerido de monitores, teniendo en cuenta los diferentes tipos de fallas aplicado en el SD analizado, se muestra en la Tabla 7.

**Tabla 7. Arreglo óptimo de monitores para los tres tipos de fallas.**

Tipo de falla	Número de monitores (0.9 p.u.)	Barras (coordenadas de instalación)
Monofásica	4	17-19-24-32
Bifásica	4	15-20-24-32
Trifásica	4	17-19-24-32

Cada matriz AAM de cada tipo de falla, es decir, para la AAM monofásica, AAM bifásica y AAM trifásica, son optimizadas, obteniendo de esta forma 3 posibles vectores, los cuales describen la localización donde deben ser localizados los monitores (ver Anexo E, allí se explica detalladamente el proceso de optimización realizado).

Siguiendo con explicación de la AAM monofásica, se procede a comprobar que tan eficiente es el vector de localización hallado con dicha matriz. Para lo que es necesaria una nueva matriz, con valores de resistencias de fallas distintos a los empleados en el sistema en estudio.

Si se desea ver la matriz AAM monofásica esta se encuentra en el anexo digital, en la carpeta: SISTEMA33-DIVIDIDO/trifasicas-monofasicas-bifasica;/monofasica/total-monofasicas-MRA-sin-filas-de-ceros.

Se procede a comprobar la eficiencia del vector localización de la AAM monofásica, esto se logra, multiplicando la matriz nueva AAM de 2772 filas y 32 columnas (la matriz AAM nueva es de valores de resistencias de fallas de 0.001, 1.5, 8 y 10), por el vector optimizado que se llama X.

$X=[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,1,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,1]$

Si se observa detalladamente el vector X, se ve que es el mismo vector de localización 17-19-24-32, que describe la localización de las barras donde se deben instalar los monitores.

Estos vectores optimizados se van a probar con una AAM la cual se obtiene aplicando todos los tipos de fallas con nuevas resistencias (0.001 1.5 8 10),obteniendo una matriz con dimensión de 2436x32. Cabe aclarar que en

cualquiera de estas matrices si dan filas de ceros es decir que en la fila completa no haya otro número diferente de cero, estas filas se deben quitarse, para así poder obtener resultados que realmente interesan, por tal razón la matriz AAM nueva de 2772X1 se convierte en una matriz de 2436x32.

Al multiplicar la AAM por cada uno de estos vectores la AAM nueva, se analizará la eficiencia que da en cada uno.

Esta multiplicación da un vector de 2436x1 del cual se obtienen números como (0,1, 2, 3,4) pues indican cuantos monitores detectaron la falla ocurrida en determinada barra. Como se puede ver en la tabla 8.

**Tabla 8. Vector resultante que muestra el número de monitores de las primeras 24 barras.**

4	4	2	4	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	3	2	2	3	2	2	1	3	2	.....
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-------

En el vector resultante de la tabla 7. Se muestra el número de monitores de las primeras 24 barras, en las cuales van ubicadas los monitores que pueden detectar hundimientos de tensión (ver anexo digital: SISTEMA33-DIVIDIDO/trifasicas-monofasicas-bifasica/ vectores-resultantes-para-eficiencias/monofásico).

La sumatoria de las posiciones de los vectores da un valor de 2424 el cual es el que se toma para hallar la eficiencia.

- Eficiencia tomando el vector resultante de las fallas monofásicas, el cual es el mismo resultado para las fallas trifásicas:

$$Eficiencia_{AAM} = \frac{\text{hundimientos detectados}}{\text{numero total de hundimientos observados}} \times 100 = \frac{2424}{2436} \times 100$$

$$= 99,50\%$$

En el anexo 5 se puede ver que la mejor eficiencia de halla cuando se escoge el vector de optimización para localización de monitores determinado con la AAM bifásica.

#### D. Criterios de selección entre metodologías.

Después de analizar los métodos empleados en los sistemas de distribución de prueba, basándonos en el criterio de optimización y eficiencia en cuanto a la relación de hundimientos detectados con respecto al total de hundimientos que se observan en el sistema de energía.

Con este criterio, se puede decidir que metodología debe ser empleada en el sistema original a evaluar, según este criterio la metodología AAM debe ser la escogida, ya que esta es más eficiente. Ver tabla 9.

**Tabla 9. Comparación de eficiencias entre metodologías diseñadas.**

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE 33 BARRAS		
Metodologías	Método ATAM	Método AAM
Cantidad de Monitores	3	4
Localización de MCP en Barras	1 - 4 - 19	17 - 19 - 24 - 32
Eficiencia	33,86%	99,80%

## 6. RESULTADOS OBTENIDOS AL APLICAR LA METODOLOGÍA SELECCIONADA (AAM) A UN SISTEMA DE 34 BARRAS DE LA IEEE (VER ANEXO 6).

Para el análisis de resultados de este sistema, se decidió emplear la metodología AAM explicada anteriormente en el literal 4.3., descrita en la figura 15, ya que comparando la metodología ATAM (eficiencia del 33,86%), con la AAM, en la AAM se obtuvo una mejor eficiencia (eficiencia de 99,8%) en cuanto a la localización de monitores en el sistema estudiado, agregándole a esto que la metodología ATAM presenta falencias al aplicársele fallas desbalanceadas, y estas fallas son las que más ocurren en la realidad.

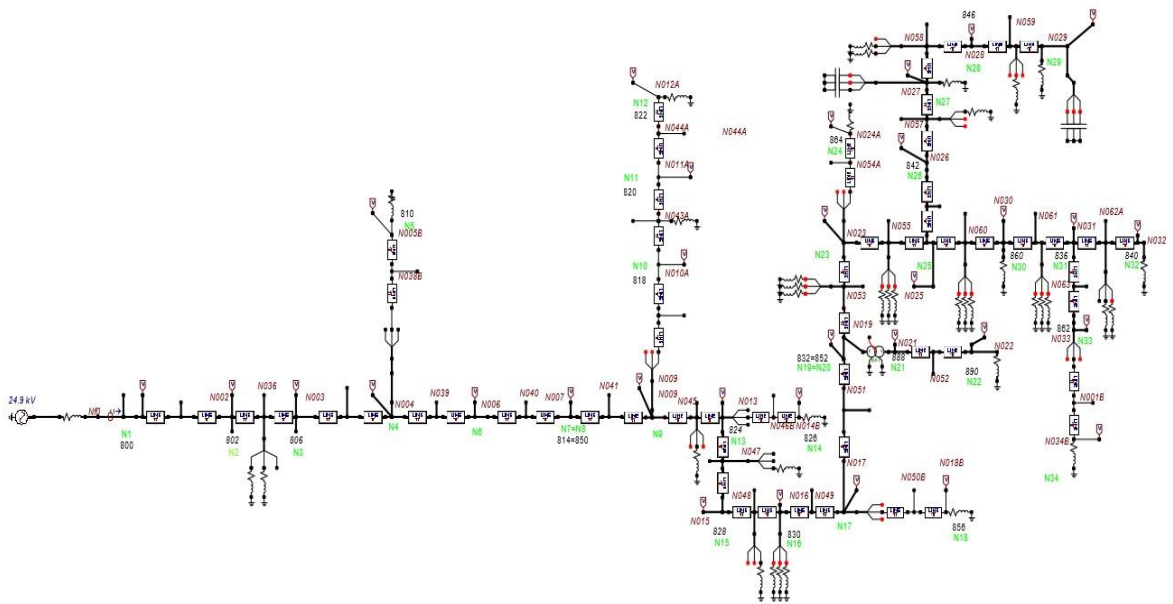
El sistema de 34 barras es dividido en segmentos y se realiza la localización de los monitores (ver figura 16), tal como se hizo con el sistema de prueba de 33 barras, donde la eficiencia fue buena.

Luego de tener dividido en segmentos al sistema de 34 barras, se la aplica la metodología AAM (aplicada en el sistema de 33 barras), con la diferencia que para la obtención de la matriz  $AAM_{34 \text{ barras}}$  no se puede utilizar la interfaz simulación RF como se hace en el sistema de prueba de 33 barras; debido a que, en el sistema de 34 barras hay barrajes monofásicos, y a estos no se les puede aplicar fallas bifásicas, ni trifásicas, por tal razón, fue necesario diseñar un nuevo algoritmo: MRA\_solve. Y una nueva forma para la construcción de la matriz AAM de 34 barras (ver anexo7).

Para la construcción de la matriz AAM de 34 barras fue necesario diseñar un algoritmo en el software Matlab (**MRA\_solve**, este algoritmo se describe en el anexo 7). Los valores de las resistencias de fallas fueron de 0.001, 1, 5 y 10, aplicándole los 11 tipos de fallas, cuya finalidad es obtener los registros de los

diferentes hundimientos de tensión que se presentan en el sistema en estudio. Al presentarse fallas en el sistema implementado, estos registros son exportados a Matlab para con el nuevo algoritmo (ver Anexo G) sacar las tres matrices AAM (de unos y ceros donde se colocan las direcciones) de fallas trifásicas, una monofásicas, y bifásicas, a estas tres matrices se les determina la optimización con la finalidad de obtener las diferentes localizaciones óptimas (vector optimización) de monitores de calidad de potencia eléctrica.

**Figura 16. Sistema de 34 barras, dividido en 2 partes iguales.**



Cabe recordar que a estas matrices y vectores se les quitan las filas donde hay únicamente ceros, porque si se dejaran lo que harían es que al multiplicar esta matriz con el vector optimizado, me daría un cero en esa posición de la correspondiente fila.

Por otro lado, es necesaria la validación del vector de optimización encontrado, y analizar qué tan eficiente es la localización óptima de monitores hallada, por lo que se decide con el sistema de 34 barras variar los valores de las resistencias de fallas, estos valores nuevos son de 0.001, 1.5, 8 y 10. Se construye una nueva matriz, con esos valores de resistencias de falla, basándose en el concepto de AMM, la matriz nueva, es una matriz AAM de tamaño 2044x32, donde las 2044 son las columnas que describen las posiciones de fallas y las 32 columnas son el número de barras del sistema. Según el sistema empleado de 34 barras publicado en la IEEE, dos nodos eran equivalentes por tal razón la matriz queda de 32 barras (nodos).

## **6.1 CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ AAM PARA LA DETECCIÓN DE HUNDIMIENTOS.**

Para la implementación de la metodología seleccionada (ver figura 15) se utiliza el sistema de 34 barras reportado en la IEEE. (Ver Anexo F).

Por la dimensión de la AAM y las características del sistema de 34 barras, es necesario la implementación de un nuevo algoritmo, el cual esta descrito en el Anexo 6. Mediante dicho algoritmo se obtiene la Matriz AAM de unos y ceros basándose en el concepto del método AAM descrito anteriormente, y con el cual se va a determinar el vector optimización, el cual me va a dar la información necesaria para la localización de los monitores en el sistema y la cantidad de los mismos.

- Dimensión de la matriz  $AAM_{604 \times 32}$  monofásica (Ver Anexo digital, carpeta sistema de 34 barras, hoja monofásica. Formato xlsx).

En esta matriz las 604 filas hacen referencia a las posiciones de las fallas en barras, y las 32 columnas al número de barras presentes en el sistema.

- Dimensión de la matriz  $AAM_{1080 \times 32}$  bifásica (Ver Anexo digital, carpeta sistema de 34 barras, hoja bifásica. Formato xlsx).

En esta matriz las 1080 filas hacen referencia a las posiciones de las fallas en barras, y las 32 columnas al número de barras presentes en el sistema.

- Dimensión de la matriz  $AAM_{360 \times 32}$  trifásica (Ver Anexo digital, carpeta sistema de 34 barras, hoja trifásica. Formato xlsx).

En esta matriz las 360 filas hacen referencia a las posiciones de las fallas en barras, y las 32 columnas al número de barras presentes en el sistema.

Después de obtener las AAM de cada tipo de falla, mediante la ecuación 28. Se analizaron las barras más sensibles (las que mayor número de hundimientos detectan), es decir, la más expuestas a detectar los hundimientos cuando ocurren fallas en el sistema estudiado. Las barras más expuestas a los hundimientos de tensión se definieron como se muestra en la Tabla 8. Para las fallas monofásicas.

En la tabla 8 se observan cuáles son las barras más sensibles a los tipos de fallas (ver anexo digital carpeta sistema de 34 barras IEEE hoja: monofásicas). En estas barras sensibles irán localizados los monitores requeridos después de realizar el proceso de optimización, por tal razón se realiza una ponderación, la cual se muestra en la tabla 10.

**Tabla 10. Barras más expuestas a caídas de tensión ante la ocurrencia de diferentes tipos de fallas para el sistema de 34 barras.**

Tipo de Falla	Barras más expuestas a los hundimientos de tensión
Monofásicas	9-10-11-12-14-15-16-19-20-21
Bifásicas	10-11-12-18-19-20-21-24-25-31
Trifásicas	10-11-12-18-19-20-21-24-25-31

Para poder entender a cuáles barras corresponden las posiciones mostradas en la tabla 9 (barras más expuestas a hundimientos de tensión). En la tabla 11 se muestra que posición corresponde a cada barra del sistema de 34 barras de la IEEE (Ver figura 15).

**Tabla 11. Posiciones correspondientes a las barras reales del sistema de 34 barras de la IEEE.**

Vector optimización (posiciones de monitores)	Nomenclatura en el sistema de 34 barras
1	vNf01
2	vN002
3	vN004
4	vN006
5	vN008
6	vN010B
7	vN012
8	vN014
9	vN016
10	vN019A
11	vN021A
12	vN023A
13	vN024B
14	vN026

Tabla 11. (Continuación)

Vector optimización (posiciones de monitores)	Nomenclatura en el sistema de 34 barras
15	vN028
16	vN030
17	vN032B
18	vN034
19	vN035
20	vN037
21	vN039
22	vN041A
23	vN043
24	vN045
25	vN047
26	vN049
27	vN051
28	vN053
29	vN055
30	vN057
31	vN059
32	vN061B

## 6.2 PRIORIZACIÓN DE BARRAS CON ÁREA DE VULNERABILIDAD MÁS GRANDE Y ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE LOS MONITORES.

Basándose en el hecho de que las barras con los coeficientes enteros más pequeños son consideradas una prioridad en el proceso de encontrar la solución, las posiciones que presentan los mejores resultados se muestran en la tabla 12.

Se debe tener en cuenta que la decisión de la instalación de un monitor en una barra dada dependerá del cumplimiento de las coordenadas de cada vector de coeficientes.

**Tabla 12. Asignación del vector de ponderaciones matriz AAM monofásica sistema de 34 barras.**

Barras	Hundimientos registrados	Vector Ponderaciones (C)
1	24	10
2	39	10
3	49	10
4	553	3
5	561	2
6	195	4
7	575	2
8	575	2
9	585	2
10	604	10
11	604	2
12	604	2
13	205	4
14	585	2
15	596	2
16	596	2
17	205	4
18	583	2
19	604	1
20	604	2
21	583	9
22	191	4

Barras	Hundimientos registrados	Vector Ponderaciones (C)
23	191	4
24	579	2
25	579	2
26	579	2
27	579	2
28	579	2
29	579	2
30	579	2
31	579	2
32	212	4

Para efectos explicativos solo se ilustra la ponderación asignada a las barras de la matriz AAM monofásicas del sistema de 34 barras, las demás matrices se anexan en medio digital (carpeta sistema de 34 barras de la IEEE).

Es necesario comprobar que tan eficiente puede llegar a ser este arreglo monitores en el sistema de distribución estudiado, por lo que es necesario determinara una matriz AAM con nuevos valores de resistencias.

### **6.3 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA, SISTEMA DE 34 BARRAS.**

La tabla 13 describe la localización y el número mínimo de monitores que se pueden instalar para la vigilancia o monitoreo total teniendo en cuenta los diferentes tipos de fallas aplicados al SD, cuando en éste se le presenten hundimientos de tensión.

**Tabla 13. Arreglo óptimo de monitores para los tres tipos de fallas del sistema de 34 barras.**

Tipo de falla	Número de monitores (0.9 p.u.)	Barras (coordenadas de instalación)
Monofásica	1	19. (corresponde a la barra 35 en el sistema de la figura 15.)
Bifásica	1	21. (corresponde a la barra 39 en el sistema de la figura 15)
Trifásica	1	20. (corresponde a la barra 37 en el sistema de la figura 15)

Después de realizar la optimización, se obtienen unos vectores, los cuales describen la cantidad y localización de los monitores en el sistema. Este vector resultado de la optimización, se prueba en una AAM nueva, la cual se obtiene aplicando todos los tipos de fallas con unas nuevas resistencias de fallas (0.001 1.5 8 10  $\Omega$ ) esta matriz es de 2044x32.

Al Multiplicar la AAM nueva por cada uno de estos vectores, por cada multiplicación se obtendrá un vector de 2044x1, los cuales indican cuantos monitores detectaron la falla ocurrida en determinada barra. Como se puede ver en la tabla 14.

**Tabla 14. Vector resultante (transpuesto) que muestra el número hundimientos detectados por los monitores en las barras del sistema.**

barra 1	barra 2	barra 3	barra 4	barra 5	barra 6	barra 7	...
1	1	1	1	1	1	1	1

En la tabla 14 se puede observar la cantidad de monitores que ven el hundimiento al presentarse una falla en dicha barra, se muestran las primeras 7 barras del sistema en estudio.

Con el fin de analizar qué tan eficiente puede llegar a ser la localización de monitores obtenidos después de realizar la optimización, es necesario realizar la eficiencia de cada uno de los posibles resultados obtenidos, por lo que se analizará la eficiencia que de cada uno se obtuvo después de realizar la multiplicación por la AAM nueva.

La sumatoria de las posiciones de los vectores da un valor de 2044, este valor se toma para hallar la eficiencia.

- Eficiencia tomando el vector resultante de las fallas monofásicas, el cual es el mismo resultado para las fallas trifásicas:

$$\begin{aligned} \text{Eficiencia} &= \frac{\text{hundimientos detectados}}{\text{numero total de hundimientos observados}} \times 100 = \frac{2044}{2044} \times 100 \\ &= 100\% \end{aligned}$$

- Eficiencia tomando el vector resultante de las fallas bifásicas,

$$\begin{aligned} \text{Eficiencia} &= \frac{\text{hundimientos detectados}}{\text{numero total de hundimientos observados}} \times 100 \\ &= \frac{2018}{2044} \times 100 = 98.727\% \end{aligned}$$

- Eficiencia tomando el vector resultante de las fallas trifásicas,

$$\begin{aligned} \text{Eficiencia} &= \frac{\text{hundimientos detectados}}{\text{numero total de hundimientos observados}} \times 100 \\ &= \frac{2018}{2044} \times 100 = 98.727\% \end{aligned}$$

Luego la mejor optimización es la obtenida en el vector del grupo de fallas monofásicas.

En la siguiente representación de la matriz  $MRA_{34 \text{ barras}}$  (ver tabla 15), solo se muestran las 10 primeras fila y columnas después de aplicarle a la matriz MF las condiciones descritas en la ecuación 27, para la obtención de la matriz  $MRA_{34 \text{ barras}}$  monofásica.

**Tabla 15. Matriz AAM monofásica (10 primeras filas y columnas).**

	Numero de barras.										Posición de la barra en falla	
falla 1 barras 1 con R=0.001	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0		...
falla 1 barras 1 con R=1.5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0		...
falla 1 barras 1 con R=8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0		...
falla 1 barras 1 con R=10	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0		...
falla 1 barras 2 con R=0.001	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0		...
falla 1 barras 2 con R=1.5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0		...
falla 1 barras 2 con R=8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0		...
falla 1 barras 2 con R=10	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0		...
.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0		...
.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	...	

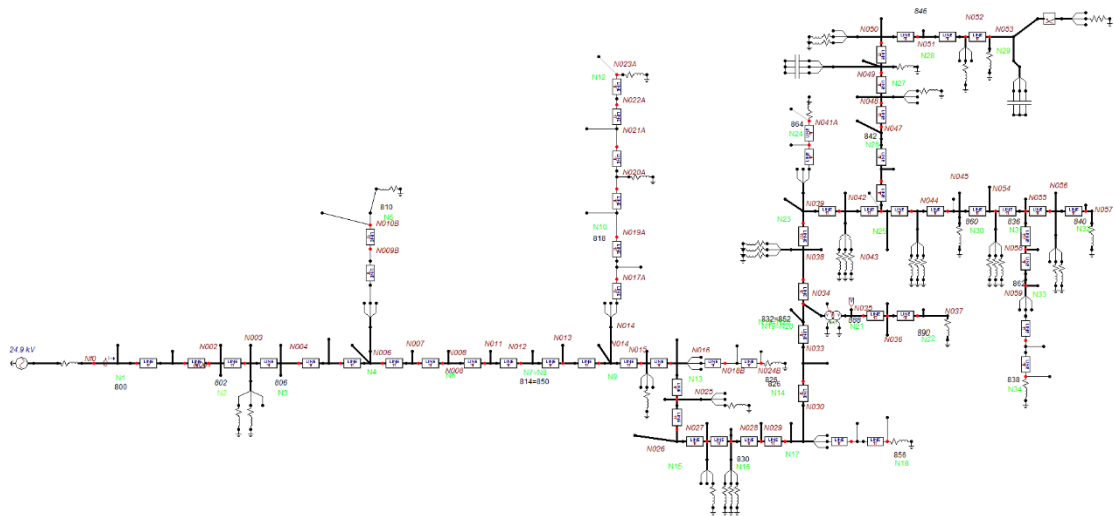
Las columnas representan el número de barras y las filas de la matriz indican la posición de falla.

## 6.4 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE CALIDAD DE POTENCIA, SISTEMA DE 34 BARRAS.

Después de realizar la optimización, la eficiencia, y decidir la mejor localización del monitor hallado, y con el cual es suficiente la observabilidad total del sistema, se decide validar la localización de dicho monitor.

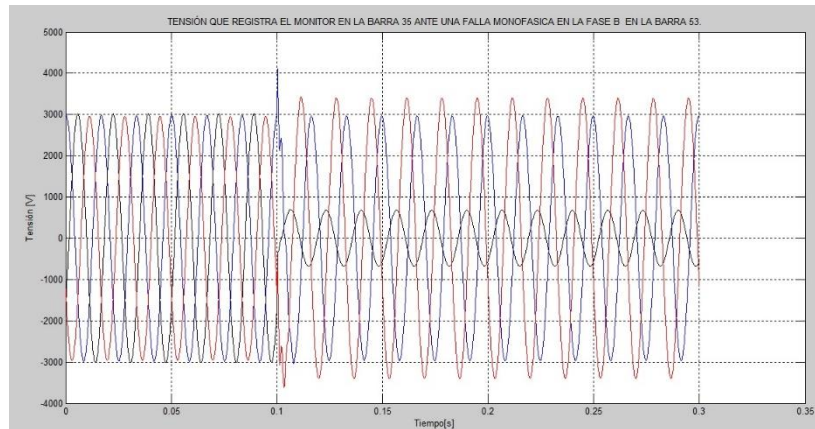
Para la validación, se localiza el monitor en la barra 35, se genera una falla monofásica en la barra 53, la cual es una barra que se encuentra a una distancia media de dicha ubicación del monitor, también se genera una falla bifásica en una barra cercana a la localización del monitor, y por último se genera una falla trifásica a un extremo (distancia considerablemente larga) de la localización del monitor. (Ver figura 16).

**Figura 17. Localización de un monitor en la barra 35. Falla monofásica en la barra 53.**

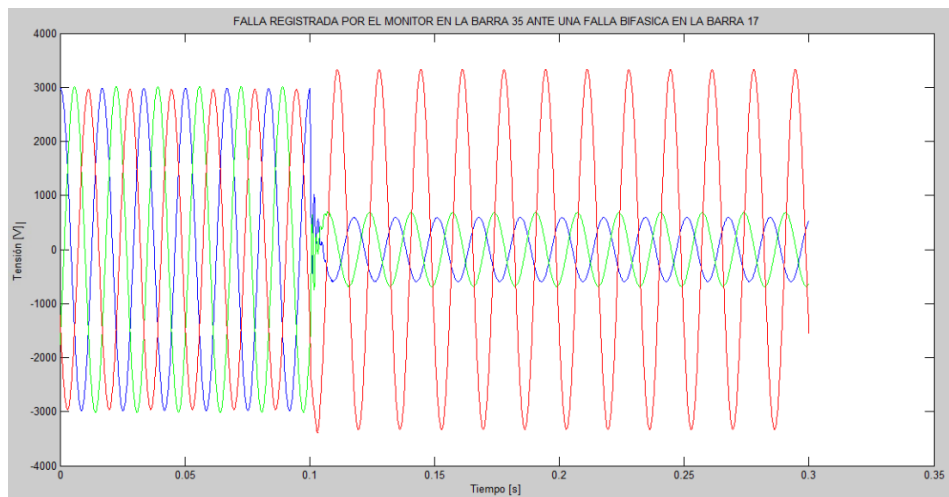


A continuación se exponen las gráficas de lo que es visto por el monitor en las barras mencionadas anteriormente para la validación.

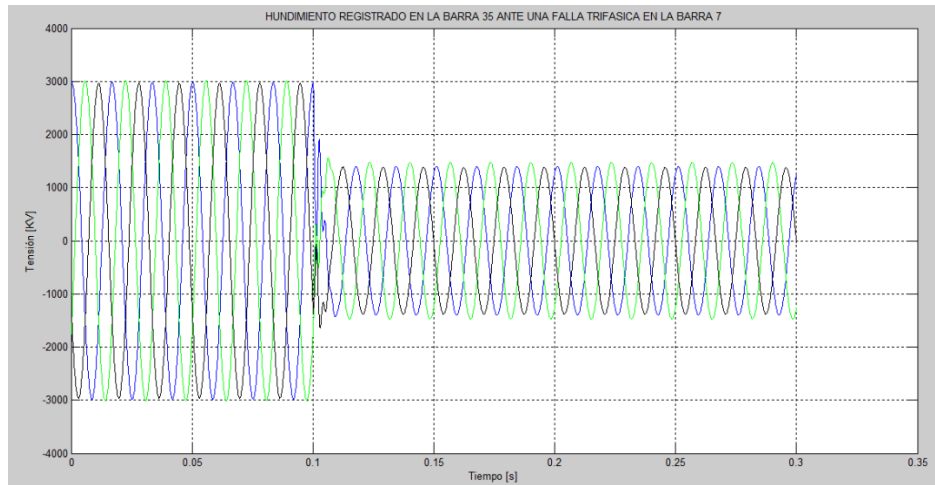
**Figura 18. Hundimiento de tensión ante una falla monofásica fase B en la barra 53.**



**Figura 19. Hundimiento de tensión ante una falla bifásica en la barra 17.**



**Figura 20. Hundimiento de tensión ante una falla trifásica en la barra 7.**



En las figuras 17, 18,19, se evidencia que el monitor es sensibilizado por cualquier tipo de fallas. Efectivamente la localización del monitor es la adecuada, ya que se demuestra que ante una falla en las barras (7,17,53) que son consideradas las más significativas del sistema por la ubicación que tienen con respecto a la localización del monitor, este detecta los hundimientos de tensión.

## 7. CONCLUSIONES

- Debido a que posiblemente en los próximos años sea reglamentada la localización de monitores de calidad de potencia en las redes eléctricas, para las empresas prestadoras del servicio de energía, este tipo de estudios aportará a los lineamientos exigidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- Este proyecto contribuye a la línea de investigación de estimación de estado de la calidad de la potencia eléctrica, puesto que la localización óptima de monitores de calidad de potencia, el cual es el tema principal de este trabajo de investigación, sirve como etapa previa y necesaria para garantizar la confiabilidad de los resultados de estimación de estado de los hundimientos de tensión
- La metodología implementada, sirve como un modelo para identificar el número mínimo de monitores, que puedan ser instalados para el cubrimiento total de la red de un sistema, y los cuales detectan hundimientos de tensión cuando se presenten fallas en el sistema. Por lo tanto, las empresas prestadoras de servicio, los clientes potenciales en cuanto a consumos de energía, podrán implementar las medidas pertinentes para la prevención y mejora del servicio de energía si tienen conocimiento de la ubicación de los hundimientos de tensión.
- Los resultados obtenidos mediante la implementación de la metodología evaluada, la técnica de optimización aplicada y el criterio de eficiencia, para la detección de hundimientos de tensión, mostraron que no es necesario instalar MCP en cada una de las barras del sistema para tenerlo monitoreado en su totalidad.

- La metodología propuesta en este trabajo puede ser útil para minimizar costos a las operadoras de red y, por ende, a las empresas, ya que estas podrán evaluar el lugar de la red donde pueden colocar sus cargas.
- Al determinar la localización óptima de monitores de calidad de potencia empleando la metodología ATAM se obtuvo una eficiencia de detección de hundimientos del 33,86%, en comparación con la metodología AMM que fue del 99,80%, por tal razón se decidió implementar la metodología AAM, ya que es evidente la presentación de resultados satisfactorios.
- La aplicación de la mejora simRF del programa ATP, permite simular diferentes tipos de fallas en el sistema eléctrico, el cual facilita el estudio del sistema, aproximándonos al comportamiento real al de los sistemas de distribución.
- La realización de este trabajo de grado aporta en nuestra formación como ingenieras electricistas al fortalecimiento de capacidades en el campo de la investigación, en los temas concernientes a la localización de hundimientos en sistemas de distribución mediante la localización óptima de monitores de calidad de potencia mediante el manejo de las herramientas computacionales ATPDraw y Matlab.
- El sistema de 34 barras es un sistema más complejo en cuanto a la constitución de parámetros eléctricos, en comparación con el sistema de 33 barras, debido a su tamaño, estructura, lo hace un sistema mucho más sensible a la detección de hundimientos de tensión, esto se evidencia al evaluar la optimización, donde, a pesar de ser un sistema más extenso que el de 33 barras, es suficiente la localización de un solo monitor, a diferencia del de 33 barras que necesita 4 monitores para la observabilidad total del sistema de energía.

## BIBLIOGRAFÍA

5000, N. 5. Calidad de la potencia eléctrica (cpe), definiciones y términos fundamentales, actualización. Instituto colombiano de Normas Técnicas. 2011

ALMEDIA, C. F., & KAGAN, N. The 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems. Allocation of Power Quality Monitors by Genetic Algorithms and Fuzzy Sets Theory, (págs. 1-6). Curitiba. 2009

BARAN, M. E., & WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. Power Delivery, IEEE Transactions on, 4(2), 1401-1407. 1989

BLANCO, J. Diseño de una metodología para la valoración de eventos. Bucaramanga: Tesis de grado, Publicaciones, Universidad Industrial de Santander, Colombi. 2012

BOLLEN, M. H., & ZHANG, L. Characteristic of Voltage Dips (Sags ) in Power. IEEE Trans. Power Del, 15(2), 827- 832. Aprl de 2000

CARPINELLI, G., CARAMIA, P., Di PERNA, C., & VARILON, P. Complete matrix formulation og fault position method for voltage DIP characterisation. en generation transmittion & IET (1 ed., Vol. 1, págs. 56-64). 2007

CHANG, G. W., CHAO, J. P., CHU, S. Y., & CHEN, C. Y. A New Procedure for Tracking the Source Location of Voltage Hundimientos. Power Engineering Society General Meeting IEEE, 1-4. 2007

CHAO, C., YANG, H., & et al. Stochastic estimation of equipment sensitivity to voltage sag based on voltage sag severity index and maximum entropy principle. Proceedings of the CSEE, 29, 31, 115-121. 2009

Electromagnetic Compatibility. Voltage dips and short interruptions on public electricpower supply systems with statistical measurement results. IEC Std. 2002

ESPINOZA JUÁREZ, E., HERNÁNDEZ, A., & OLGUIN, G. An Approach Based on Analytical Expressions for Optimal Location of Voltage Sags Monitors. IEEE Transactions On Power Delivery, 24(4). Octubre de 2009

GOLBERG, D. E., & HOLLAND, J. H. Genetic Algorit and Machine Learning (Vol. 3). Springer, Netherlands. 1988

IBRAHIM, A. A., MOHAMED, A., SHAREEF, H., & GHOSHAL, P. S. Métodos de optimización para la óptima localización de monitores de calidad de potencia en sistemas de potencia: una comparación de rendimiento. International Journal on Electrical Engineering and Informatics, 4(1). 2012

IEEE. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. Institute of Electrical and Electronics Engineers. 1995

IGNATOVA, V., GRANJON, P., BACHA, S., & DUMAS, F. Classification and Characterization of Three Phase Voltage Dips by Space Vector Methodology. (I. C. on, Ed.) Future Power Systems, 1-6. 2005

JAIMES FLORES, F., & VILLAMIZAR CRUZ, R. J. Caracterización de circuito de distribución para estudios de calidad en sistemas de energía eléctrica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2009

JEONG, Y. Y., PARK, J. B., JANG, S. H., & LEE, K. Y. A New Quantum-Inspired Binary PSO: Application to unit commitment problems for Power Systems. IEEE Trans. Power Syst., 25(3), 1486- 1495. Aug de 2010

KEMPNER, R., OLESKOVICZ, M., & QUARESMA SANTOS, A. Optimal Allocation of Monitors by Analyzing the Vulnerability ÁREA Against Voltage Sags. Department of Electrical and Computer Engineering Engineering School of São Carlos – EESC, University of São Paulo – USP, 4. 2014

KENNEDY , J., & EBERJHART, R. C.. A Discrete Binary Version of the Particle Swarm Algorithm. IEEE. Int, conf. on Systems, Man and Cybernics, 5, 4104 -4108. Oct de 1997

LEE, A. R. Clases de Investigación de Operaciones II. Disponible en: [http://invope2arl.blogspot.com.co/2012/04/programacion-entera\\_09.html](http://invope2arl.blogspot.com.co/2012/04/programacion-entera_09.html) Abril de 2012

LIAO, Y. Fault location for single-circuit line based on bus-impedance. IEEE Trans. Power Del., 23(2), 609–617. Apr de 2008

LIM, Y. S., & STRBAC, G. Analytical approach to probabilistic prediction of voltage. Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Distrib, 9(1), 7–14. Jan de 2002

MADRIGAL, M., & ROCHA, B. H. A Contribution of Characterizing Measured Three – Phase Unbalanced Voltage Sags Algorithm. IEEE Transactions On Power Delivery, 22(3), 1885-1890. July de 2007

MOORE, M., & NAYARANAN, A. Quantum, Inspire Computing, Exeter U. k. Dept compute, Science University Exeter. 1995

MORA - BARAJAS, M. A., & BAÑUELOS SÁNCHEZ, P. Contaminación armónica producida por cargas no lineales de baja potencia: modelo matemático y casos prácticos. Ing. investig. y tecnol, 11(2), 189-198. 2002

OLGUIN, G. An optimal trade-off between monitoring and simulation for voltage dip characterization of transmission systems. Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2005

OLGUIN, G. VOLTAGE DIP (Sag) Estimation in Power Systems Based on Stochastic Assessment and Optimal Monitoring. En Chalmers University of Technology. 2005

OLGUIN, G., VUINOVICH, F., & BOLLEN, M. An Optimal Monitoring Program for Obtaining Voltages Sag System Indexes. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 21(1), 378-384. 2006

ORTÍZ TAMAYO, R. H. Evaluación de la Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE) Ante Eventos de Corta Duración en un Sistema de Distribución. Medellín: Universidad Pontificia Bolivariana. 2006

RAMIREZ CASTAÑO, S., & CANO PLATA, E. A. Calidad del Servicio de Energía Eléctrica. Manizales: Universidad Nacional de Colombia. 2006

REIS, D. C., VILLELA, P. R., DUQUE, C. A., & RIBEIRO, P. F. Transmission Systems Power Quality Monitors Allocation. Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 1-7. July de 2008

SHIPMAN, K., & DELINCÉ, F. (s.f.). The importance of good record-keeping. Nurs. Time, 93, 52-53.

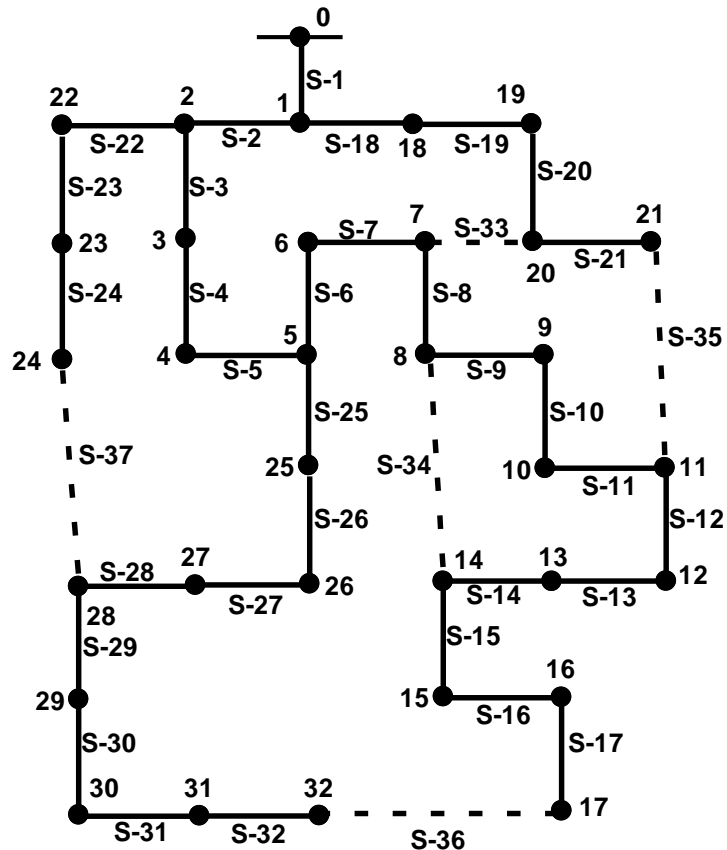
VILATHGAMUWA, D. M., WIJEKOON, H. M., & CHOI, S. S. Interline Dynamic Voltage Restorer: A Novel and Economical Approach for Multiline Power Quality Compensation. *IEEE Trans. Ind. Appl*, 40, 1678-1685. 2004

WANG, B., XU, W., & PAN, Z. Voltage sag state estimation for power distribution systems. *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 20(2), 806–812. 2005

## ANEXOS

### ANEXO A. Sistema IEEE 33 Nodes: 12,660 KV de línea en la subestación (NODO 0). configuración topológica:

Figura 21. Caso base de operación del sistema de distribución de 33 nodos.



La configuración topológica presentada en esta figura corresponde al caso base de operación donde las secciones de línea representadas por línea discontinuas (secciones S-33, S-34, S-35, S-36, S-37) representan secciones de línea fuera de operación (interruptores de la línea en estado abierto) para Garantizar la condición de operación radial.

Las impedancias de las líneas son (Br.=número de la rama; Rc.: nodo inicial; Sn.: nodo final):

Br. No	Rc. Nd.	Sn. Nd.	Br. r (ohm)	Pm. x (ohm)	Br. No	Rc. Nd.	Sn. Nd.	Br. r (ohm)	Pm. x (ohm)	Br. No	Rc. Nd.	Sn. Nd.	Br. r (ohm)	Pm. x (ohm)
1	0	1	0.0922	0.0470										
2	1	2	0.4930	0.2511										
3	2	3	0.3660	0.1864										
4	3	4	0.3811	0.1941										
5	4	5	0.8190	0.7070										
6	5	6	0.1872	0.6188										
7	6	7	0.7114	0.2351										
8	7	8	1.0300	0.7400										
9	8	9	1.0440	0.7400										
10	9	10	0.1966	0.0650										
11	10	11	0.3744	0.1238										
12	11	12	1.4680	1.1550										
13	12	13	0.5416	0.7129										
14	13	14	0.5910	0.5260										
15	14	15	0.7463	0.5450										
16	15	16	1.2890	1.7210										
17	16	17	0.7320	0.5740										
					18	1	18	0.1640	0.1565	33	7	20	2.0000	2.0000
					19	18	19	1.5042	1.3554	34	8	14	2.0000	2.0000
					20	19	20	0.4095	0.4784	35	11	21	2.0000	2.0000
					21	20	21	0.7089	0.9373	36	17	32	0.5000	0.5000
					22	2	22	0.4512	0.3083	37	24	28	0.5000	0.5000
					23	22	23	0.8980	0.7091					
					24	23	24	0.8960	0.7011					
					25	5	25	0.2030	0.1034					
					26	25	26	0.2842	0.1447					
					27	26	27	1.0590	0.9337					
					28	27	28	0.8042	0.7006					
					29	28	29	0.5075	0.2585					
					30	29	30	0.9744	0.9630					
					31	30	31	0.3105	0.3619					
					32	31	32	0.3410	0.5302					

La información de las cargas se presenta a continuación. Las cargas son consideradas como balanceadas y modeladas como cargas de potencia constante.

<i>Nodo de localización de la carga</i>	<i>Potencia trifásica de la carga</i>		<i>Nodo de localización de la carga</i>	<i>Potencia trifásica de la carga</i>	
	P (kW)	Q (kVAr)		P (kW)	Q (kVAr)
1	100	60	17	90	40
2	90	40	18	90	40
3	120	80	19	90	40
4	60	30	20	90	40
5	60	20	21	90	40
6	200	100	22	90	50
7	200	100	23	420	200
8	60	20	24	420	200
9	60	20	25	60	25
10	45	30	26	60	25
11	60	35	27	60	20
12	60	35	28	120	70
13	120	80	29	200	600
14	60	10	30	150	70
15	60	20	31	210	100
16	60	20	32	60	40

## **ANEXO B. La determinación de la matriz ATAM en el software MATLAB.**

Para la implementación del código para la determinación de la matriz TMR en el software Matlab y del software ATP, fue posible la obtención de los registros de los hundimientos de tensión cuando al sistema de prueba se le aplicaron Fallas trifásicas en cada una de las barras del sistema de distribución descrito en el Anexo1. Estos registros fueron exportados a Matlab y posteriormente utilizados en el siguiente código para la obtención final de la matriz ATAM.

### **I. Código principal**

Con este código se llaman a los registros los cuales tienen datos almacenados de los hundimientos de tensión, cuando al sistema se le aplicó la falla trifásica a cada una de las barras del sistema de distribución en estudio. Dicho código es ejecutado como estructuras en el software matlab.

```
clear all
```

```
clc
```

```
barras = 33;
```

```
f_0 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N0.MAT');
```

```
f_1 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N1.MAT');
```

```
f_2 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N2.MAT');
```

```
f_3 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N3.MAT');
```

```
f_4 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N4.MAT');
```

f\_5 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N5.MAT') ;  
f\_6 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N6.MAT') ;  
f\_7 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N7.MAT') ;  
f\_8 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N8.MAT') ;  
f\_9 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N9.MAT') ;  
f\_10 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N10.MAT') ;  
f\_11 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N11.MAT') ;  
f\_12 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N12.MAT') ;  
f\_13 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N13.MAT') ;  
f\_14 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N14.MAT') ;  
f\_15 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N15.MAT') ;  
f\_16 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N16.MAT') ;  
f\_17 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N17.MAT') ;  
f\_18 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N18.MAT') ;  
f\_19 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N19.MAT') ;  
f\_20 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N20.MAT') ;  
f\_21 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N21.MAT') ;  
f\_22 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N22.MAT') ;  
f\_23 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N23.MAT') ;  
f\_24 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N24.MAT') ;  
f\_25 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N25.MAT') ;  
f\_26 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N26.MAT') ;  
f\_27 = load('D:\LINA\Registros\_HUNDIMIENTOS\FALLA\_N27.MAT') ;

```

f_28 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N28.MAT') ;
f_29 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N29.MAT') ;
f_30 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N30.MAT') ;
f_31 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N31.MAT') ;
f_32 = load('D:\LINA\Registros_HUNDIMIENTOS\FALLA_N32.MAT') ;

%f_0 960

R = [ f_0 f_1 f_2 f_3 f_4 f_5 f_6 f_7 f_8 f_9 f_10 f_11 f_12 f_13 f_14 f_15 f_16 f_17 f_18 f_19 f_20
      f_21 f_22 f_23 f_24 f_25 f_26 f_27 f_28 f_29 f_30 f_31 f_32 ] ;

puntos = [ 960 968 971 969 969 962 957 958 960 958 960 960 960 959 961 957 969 961 959 959
           960 959 969 956 961 958 958 958 959 957 958 958 962];

FALLA = zeros(barras, barras) ;

Mt = zeros(barras, barras);

for fila = 1: barras

    [FALLA(fila, :), Mt(fila, :)] = matriz_de_falla_p(R(fila), puntos(fila), fila, barras) ;

end

%%

Mt = Mt(2:barras, 2:barras) ;

FALLA = FALLA(2:barras, 2:barras) ;

suRF(FALLA)

xlabel('BARRAS')

ylabel('POSICIONES DE FALLAS')

title('MATRIZ DE TENSIONES DE FALLA')

```

```

axis([1 32 1 32])

%% FALLA_total = FALLA(2 : 4, 2 : 4) extraer cualquier parte de la matriz

%%

f=ones(1,32);

A=-1*(FALLA);

b=-1*ones (32,1)

[x MFal exitflag output] = bintprog(f,A,b)

vector_X= x'

```

## II. Código RMS

Este código se emplea para pasar los valores de tensiones que están en el dominio del tiempo al dominio de la frecuencia, convierte una secuencia de tiempo en secuencia rms. A continuación se describe que función desempeñan ciertas líneas del código.

- TIME2RMS(TIME\_DIP,N). Convierte una secuencia de tiempo en secuencia rms.

% matrix, TIME2RMS. Se aplicará para cada columna.

%TIME2RMS. Sólo tiene presente la componente fundamental para obtener el valor eficaz.

% TIME\_DIP. Señal de tensión o corriente en el tiempo.

% N. Es el número de muestras.% RMS\_DIP, Valor rms instantáneo. Dividido entre sqrt(2).

% Los valores rms son obtenidos a partir de una ventana deslizante de N

```

if length(time_dip)>n,

    %la señal contiene varios periodos
    for i=1:length(time_dip)-n,
        Pyy=fft(time_dip(i:i+n-1,:),n);
        rms_dip(i,:)=abs(Pyy(2,:))/(n/2)/sqrt(2);%magnitud en valor rms
        phase_dip(i,:)=angle(Pyy(2,:));%ángulo en radianes
    end
else
    %la señal sólo contiene un periodo
    Pyy=fft(time_dip,n);
    rms_dip=abs(Pyy(2,:))/(n/2)/sqrt(2);%magnitud en valor rms
    phase_dip=angle(Pyy(2,:));%ángulo en radianes
end

```

### III. Construcción de las Matriz de falla (MF)

En este código se construye la matriz de tensiones de falla (MF), en dicho código se utilizó la notación Mt, para describir a la matriz MF. Y se usó la notación FALLA para describir a la matriz ATAM, la cual como se mencionó anteriormente está sujeta a las restricciones de la ecuación 4.

```

function [FALLA, Mo] = matriz_de_falla_p(p, punto, fila, barras)
% comentarios
    %M = zeros(barras, 3713) ;
    FALLA = zeros(1, barras);
    Mo = zeros(1, barras);

    M(1, :) = time2rms(p(1).vN0a, 128)' ;
    M(2, :) = time2rms(p(1).vN1a, 128)' ;
    M(3, :) = time2rms(p(1).vN2a, 128)' ;
    M(4, :) = time2rms(p(1).vN3a, 128)' ;
    M(5, :) = time2rms(p(1).vN4a, 128)' ;
    M(6, :) = time2rms(p(1).vN5a, 128)' ;
    M(7, :) = time2rms(p(1).vN6a, 128)' ;
    M(8, :) = time2rms(p(1).vN7a, 128)' ;

```

```
M(9, :) = time2rms(p(1).vN8a, 128)' ;
M(10, :) = time2rms(p(1).vN9a, 128)' ;
M(11, :) = time2rms(p(1).vN10a, 128)' ;
M(12, :) = time2rms(p(1).vN11a, 128)' ;
M(13, :) = time2rms(p(1).vN12a, 128)' ;
M(14, :) = time2rms(p(1).vN13a, 128)' ;
M(15, :) = time2rms(p(1).vN14a, 128)' ;
M(16, :) = time2rms(p(1).vN15a, 128)' ;
M(17, :) = time2rms(p(1).vN16a, 128)' ;
M(18, :) = time2rms(p(1).vN17a, 128)' ;
M(19, :) = time2rms(p(1).vN18a, 128)' ;
M(20, :) = time2rms(p(1).vN19a, 128)' ;
M(21, :) = time2rms(p(1).vN20a, 128)' ;
M(22, :) = time2rms(p(1).vN21a, 128)' ;
M(23, :) = time2rms(p(1).vN22a, 128)' ;
M(24, :) = time2rms(p(1).vN23a, 128)' ;
M(25, :) = time2rms(p(1).vN24a, 128)' ;
M(26, :) = time2rms(p(1).vN25a, 128)' ;
M(27, :) = time2rms(p(1).vN26a, 128)' ;
M(28, :) = time2rms(p(1).vN27a, 128)' ;
M(29, :) = time2rms(p(1).vN28a, 128)' ;
M(30, :) = time2rms(p(1).vN29a, 128)' ;
M(31, :) = time2rms(p(1).vN30a, 128)' ;
M(32, :) = time2rms(p(1).vN31a, 128)' ;
M(33, :) = time2rms(p(1).vN32a, 128)' ;
%px=M(33,960)
```

```
for columna = 1 : barras
```

```
Mo(columna) = M(columna, punto) ;
```

```

% primera condición
if M(columna, punto) < 6.5783e3
    FALLA(columna) = 1 ;
else
% segunda condición
    FALLA(columna) = 0 ;
end

% tercera condición
if fila ~= columna
    if M(columna, punto) <= 80
        FALLA(columna) = 0 ;
    end
end

end

end
end

```

#### IV. OPTIMIZACIÓN.

La finalidad de la implementación de este método es obtener el mínimo número de monitores de calidad de potencia y la localización de estos en las barras del sistema.

```
[x MFal exitflag output] = bintprog(f,A,b)
```

```
>> x =
```

```
Columns 1 through 15
```

```
1 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
```



## V. CALCULO DE LA EFICIENCIA DE LA MATRIZ ATAM

Para el cálculo de la eficiencia es necesario la construcción de una matriz nueva, esta matriz se construye en el capítulo 4.3 y recibe el nombre de AAM, la cual se multiplica por el vector "X" hallado en este ítem. Dando como resultado un vector que contiene (1,2 y 3), indicando el número de hundimientos que se captan en las barras si se colocase un monitor en ella.

Pues esto se realiza para sacar la eficiencia, se analiza si en cada posición se detectó o no el hundimiento sin importar cuantos monitores lo hicieron, es decir se cuenta si por lo menos uno lo vio, donde en este caso el 950 hace referencia a lo anterior mente dicho y el 2509 es la matriz que se obtuvo de la AAM, la cual inicialmente era de 2772, pero al quitar las filas que eran absolutamente de ceros quedo de 2509. Esas filas es necesario eliminarlas ya que eso quiere decir que para algún tipo de falla en esa fila no se detecta o presenta hundimientos de tensión.

En el anexo digital sistema 33 sin dividir ATAM 2772 se puede observar la matriz MF completa. A dicha matriz se le aplicó las condiciones descritas en la ecuación 24.

$$\begin{aligned} Eficiencia &= \frac{\text{hundimientos detectados}}{\text{numero total de hundimientos observados}} \times 100 = \frac{950}{2509} \times 100 \\ &= 37.83\% \end{aligned}$$

Esta eficiencia sacada del sistema de 33 barras aplicando solo fallas trifásicas es considerada mala, pues está por debajo del 50%.

Al ser considerada es necesario realizar otro procedimiento que incluya los 11 tipos de fallas, y para diferentes valores de resistencias diferentes resistencias.

## **ANEXO C. La determinación de la matriz AAM en el software MATLAB.**

Se decide determinar tres AAM, una con el grupo de fallas trifásicas, otra monofásica y otra bifásica los valores de resistencias utilizados fueron 0.001, 1 ,5 y 10). A estas matrices se les determinó las barras más sensibles, para así darles pesos respectivamente con la finalidad de lograr una buena optimización y obtener una mejor eficiencia.

La implementación del código para la determinación de la matriz AAM en el software Matlab y del software ATP, primeramente, se tuvo en cuenta cuales eran los nodos reales, ya que el sistema fue dividido para observar minuciosamente lo que acontece en este si se llagarán a presentar fallas en las líneas. Fue necesario realizar la medición de tensión en cada nodo o barra del sistema en estudio, esto fue posible mediante la localización de monitores en dichas barras (nodos reales) en el sistema de prueba implementado en ATP. Se obtuvo los registros de tensiones (ver Figura 11), para luego exportarlos a Matlab. Mediante la utilización del software SimRF (Jaimes Flores & Villamizar Cruz, 2009). Se aplican todos los tipos de fallas al sistema para la obtención de registros que contienen una serie de datos para la posterior construcción de la matriz AAM.

La matriz AAM se construye gracias a la implementación en Matlab, del software llamando vsag observability, con el cual fue posible llamar en carpetas los diferentes registros obtenidos con el software simRF al aplicarle los distintos tipos de fallas a cada una de las barras del sistema. Finalmente, se obtuvo la matriz AAM para fallas trifásicas, AAM para fallas bifásicas y AAM para fallas monofásicas, y el conjunto de todas estas fallas conformarían todos los tipos de fallas existentes. Una vez obtenida la matriz AAM para cada tipo de falla, fue posible observar la detección de hundimientos para el umbral de tensión seleccionado (0,9 p.u.).

Para la determinación de la matriz AMM nueva de 2772 filas por 32 columnas, en la interfaz del software simRF, en la casilla de resistencias, se le cambian los valores por: con el fin de obtener una nueva matriz con la cuál comprobar que tan eficiente en el vector de optimización, el cual es el que va a indicar la localización de las barras donde deben ir instalados los monitores.

### **CÓDIGOS EMPLEADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MATRIZ AAM**

Es necesario tener en la misma carpeta el código RMS descrito anteriormente, junto con el código vsag observability.

➤ Código vsag observability:

Etapas para cargar los archivos .MAT que contienen las señales. A continuación, hay un ejemplo de cómo cargar todos los archivos de forma sistemática siguiendo los siguientes pasos:

Paso 1: Guardar la carpeta o carpetas con los archivos MAT en el Set Path

Paso 2: Copiar las direcciones donde se tienen almacenados los archivos MAT y colocarlas como se muestra a continuación. En total serán c{p} registros o archivos MAT.

```
function out=vsag_observability_monofasica(p)
% p es igual al número de fallas por analizar que será el mismo número de
% archivos .MAT
%c{1}=      'C:\Users\User\Desktop\PROYECTO DE GRADO\actualizacion de
atp\registros-11-fallas\REGISTROS\Todos los registros con
RF\archivosMAT\falla01_b001_RF01.MAT'
%c{2}=      'C:\Users\User\Desktop\PROYECTO DE GRADO\actualizacion de
atp\registros-11-fallas\REGISTROS\Todos los registros con
RF\archivosMAT\falla01_b001_RF02.MAT'
```

```

%c{3}=      'C:\Users\User\Desktop\PROYECTO DE GRADO\actualizacion de
atp\registros-11-fallas\REGISTROS\Todos los registros con
RF\archivosMAT\falla01_b001_RF03.MAT'
%c{4}=      'C:\Users\User\Desktop\PROYECTO DE GRADO\actualizacion de
atp\registros-11-fallas\REGISTROS\Todos los registros con
RF\archivosMAT\falla01_b001_RF04.MAT'
for k=1:2772 % (este valor varía dependiendo del número de filas de la matriz, por
ejemplo para la matriz monofásica sería de 648)
    name=c{k};
    load(name);
    % Tensiones registradas en los monitores en ATP. Verificar que los nombres
    acá utilizados corresponden a los nodos en ATP.

    vN001=[vN001a vN001b vN001c];

    vN003=[vN003a vN003b vN003c];

    vN005=[vN005a vN005b vN005c];

    vN007=[vN007a vN007b vN007c];

    vN009=[vN009a vN009b vN009c];

    vN011=[vN011a vN011b vN011c];

    vN013=[vN013a vN013b vN013c];

    vN015=[vN015a vN015b vN015c];

    vN017=[vN017a vN017b vN017c];

    vN019=[vN019a vN019b vN019c];

    vN021=[vN021a vN021b vN021c];

    vN023=[vN023a vN023b vN023c];

```

vN025=[vN025a vN025b vN025c];  
vN027=[vN027a vN027b vN027c];  
vN029=[vN029a vN029b vN029c];  
vN031=[vN031a vN031b vN031c];  
vN033=[vN033a vN033b vN033c];  
vN035=[vN035a vN035b vN035c];  
vN037=[vN037a vN037b vN037c];  
vN039=[vN039a vN039b vN039c];  
vN041=[vN041a vN041b vN041c];  
vN043=[vN043a vN043b vN043c];  
vN045=[vN045a vN045b vN045c];  
vN047=[vN047a vN047b vN047c];  
vN049=[vN049a vN049b vN049c];  
vN051=[vN051a vN051b vN051c];  
vN053=[vN053a vN053b vN053c];  
vN055=[vN055a vN055b vN055c];  
vN057=[vN057a vN057b vN057c];  
vN059=[vN059a vN059b vN059c];  
vN061=[vN061a vN061b vN061c];  
vN063=[vN063a vN063b vN063c];

```

% Cálculo de tensiones rms

matriz_v=[vN001 vN003 vN005 vN007 vN009 vN011 vN013 vN015 vN017
vN019 ...
vN021 vN023 vN025 vN027 vN029 vN031 vN033 vN035 vN037 vN039 vN041
...
vN043 vN045 vN047 vN049 vN051 vN053 vN055 vN057 vN059 vN061
vN063];

for t=1:32

    vrms=time2rms((matriz_v(:,((3*t)-2):(3*t))),128);

    vrms_min=min(min(mean(vrms(1400:1656,:))));

    z(t)=vrms_min;

end

% Cálculo de la matriz AAM monofasica

for m=1:length(z)

    if z(m)<=(0.9*7309.2544)

        count_sag(k,m)=1;

    else

        count_sag(k,m)=0;% filas son las fallas y las columnas son los nodos

    end

end

end

```

```
end
```

```
out=count_sag;
```

```
% out=z;
```

```
end
```

## ANEXO D. Matriz monofásica

Esta matriz fue obtenida con la ayuda e implementación del código vsag observability (AAM de 756 x 32), de esta matriz hay que observar donde se detectan o generaron hundimientos, las filas donde no hubo hundimiento se suprimen de la matriz obtenida originalmente para la finalidad de este estudio, quedando la matriz AAM de **648x 32**. (Ver matriz en formato digital (ubicación en CD-sistema 33 Dividido- trifasica-bifasica-monofasica-monofasica)).

## ANEXO E. Optimización

En el siguiente código se muestra la implementación de la técnica de optimización “integración binaria” empleada en este estudio.

Después de tener matriz AAM monofásica, bifásica y trifásica, con sus respectivos pesos, y basándonos en los criterios de optimización mencionados en las ecuaciones las cuales describen la función objetiva a minimizar se procede a realizar la optimización con la cual se obtuvo las posiciones y el número de monitores requeridos en el SD en estudio que es la finalidad de este proyecto.

Código: Este es el código para determinar la optimización con sus respectivas ponderaciones para las diferentes matrices AAM. (ver ecuación 29). Donde dice data, debe colocarse el nombre de cómo se llamó a la matriz AAM en el código de Matlab.

```
%monofasico
F=[10  9  8  7  5  4  3  2  2  2  2  2  2  2  2  2  1
10  9  9  9  9  9  9  4  4  3  3  3  3  3  3  3];
f=F';
A=-1*(data);
b=-1*ones (648,1)% este es el tamaño de la matriz después de quitarle las
filas donde habían únicamente ceros.
[x MFal exitflag output] = bintprog(f,A,b)
vector_X= x'

%% bifasico
f=[10  9  8  7  4  3  2  2  2  2  2  2  2  2  2  2  1
10  9  9  9  9  8  8  4  3  3  3  3  2  2  2]';
A=-1*(data);
b=-1*ones (1428,1)
[x MFal exitflag output] = bintprog(f,A,b)
vector_X= x'

%trifasic
```

```

F=[10 9 8 7 5 4 3 2 2 2 2 2 2 2 2 2 1
10 9 9 9 9 9 9 4 4 3 3 3 3 3 3];
f=F';
A=-1*(data);
b=-1*ones (432,1)
[x MFal exitflag output] = bintprog(f,A,b)
vector_X= x'
Resultados:

%%vector optimización monofasico

X=[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,1,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,1];

%%vector optimización bifasico

X=[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,1,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,1];

%%vector optimización trifasico

X=[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,1,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,1];

```

Se puede observar que el vector de las fallas monofásica y la trifásica arrojan el mismo vector optimizado, es decir el mismo número de monitores y las mismas posiciones.

Es necesario comprobar que tan eficiente puede llegar a ser este arreglo MCP en el sistema de distribución estudiado, por lo que es necesario determinar unas AAMS con nuevas resistencias.

Estos vectores optimizados se van a probar con una AAM la cual se obtiene aplicando todos los tipos de fallas con unas nuevas resistencias (0.001 1.5 8 10) esta matriz es de 2436x32. Cabe aclarar que en cualquiera de estas matrices si dan filas de ceros es decir que en la fila completa no haya otro número diferente de cero, estas filas se fueron quitadas de esta, para así poder obtener resultados que realmente interesan.

Al Multiplicar la AAM por cada uno de estos vectores la AAM nueva, se analizará la eficiencia que da en cada uno.

Esta multiplicación da un vector de 2436x1 del cual se obtienen números como (0,1, 2, 3,4) pues indican cuantos monitores detectaron la falla ocurrida en determinada barra. Como se puede ver en la siguiente tabla.

**Tabla 12. Vector resultante que muestra el número de monitores que pueden detectar hundimientos de tensión.**

4	4	2	4	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	3	2	2	3	2	2	1	3	2	.....
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-------

La sumatoria de las posiciones de los vectores da un valor de 2423 el cual es el que se toma para hallar la eficiencia.

- Eficiencia tomando el vector resultante de las fallas monofásicas, el cual es el mismo resultado para las fallas trifásicas:

$$Eficiencia = \frac{\text{hundimientos detectados}}{\text{numero total de hundimientos observados}} \times 100 = \frac{2424}{2436} \times 100$$

- Eficiencia tomando el vector resultante de las fallas bifásicas, el cual es el mismo resultado para las fallas trifásicas:

$$Eficiencia = \frac{\text{hundimientos detectados}}{\text{numero total de hundimientos observados}} \times 100 = \frac{2426}{2436} \times 100 = 99.58\%$$

Luego la mejor optimización es la obtenida en el vector del grupo de fallas bifásicas.



## Line Segment Data

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	303
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

## Overhead Line Configurations (Config.)

Config.	Phasing	Phase ACSR	Neutral ACSR	Spacing ID
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

## Transformer Data

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2500	69 - D	24.9 -Gr. W	1	8
XFM -1	500	24.9 - Gr.W	4.16 - Gr. W	1.9	4.08

## Spot Loads

Node	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-4 kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

## Distributed Loads

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

## Shunt Capacitors

Node	Ph-A kVAr	Ph-B kVAr	Ph-C kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

## Regulator Data

Regulator ID:	1		
Line Segment:	814 - 850		
Location:	814		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.7	2.7	2.7
X - Setting:	1.6	1.6	1.6
Voltage Level:	122	122	122

Regulator ID:	2		
Line Segment:	852 - 832		
Location:	852		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.5	2.5	2.5
X - Setting:	1.5	1.5	1.5
Voltage Level:	124	124	124

## IEEE 34 Node Test Feeder *Impedances*

Configuration 300:

----- Z & B Matrices Before Changes -----

Z (R +jX) in ohms per mile

1.3368	1.3343	0.2101	0.5779	0.2130	0.5015
		1.3238	1.3569	0.2066	0.4591
				1.3294	1.3471

B in micro Siemens per mile

5.3350	-1.5313	-0.9943
	5.0979	-0.6212
		4.8880

Configuration 301:

Z (R +jX) in ohms per mile

1.9300	1.4115	0.2327	0.6442	0.2359	0.5691
		1.9157	1.4281	0.2288	0.5238
				1.9219	1.4209

B in micro Siemens per mile

5.1207	-1.4364	-0.9402
	4.9055	-0.5951
		4.7154

Configuration 302:

Z (R +jX) in ohms per mile

2.7995	1.4855	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

B in micro Siemens per mile

4.2251	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000
		0.0000

Configuration 303:

Z (R +jX) in ohms per mile

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		2.7995	1.4855	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

B in micro Siemens per mile

0.0000	0.0000	0.0000
	4.2251	0.0000
		0.0000

Configuration 304:

Z (R +jX) in ohms per mile

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
--------	--------	--------	--------	--------	--------

1.9217 1.4212 0.0000 0.0000

0.0000 0.0000

B in micro Siemens per mile

0.0000 0.0000 0.0000

4.3637 0.0000

0.0000

## Power Flow Results

- **R A D I A L F L O W S U M M A R Y** - DATE: 6-24-2004 AT 16:34:11 HOURS ---  
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

SYSTEM	PHASE		PHASE		PHASE		TOTAL	
INPUT	(A)	(B)	(A)	(B)	(C)	(A)	(B)	(C)
kW :	759.136	666.663	666.663	666.663	617.072	2042.872		
kVA <sub>r</sub> :	171.727	90.137	90.137	90.137	28.394	290.258		
kVA :	778.318	672.729	672.729	672.729	617.725	2063.389		
PF :	.9754	.9910	.9910	.9910	.9989	.9901		
LOAD	(A-N)	(A-B)	(B-N)	(B-C)	(C-N)	(C-A)	WYE	DELTA
kW :	359.9	246.4	339.3	243.3	221.8	359.0	921.0	848.8
TOT :	606.322		582.662		580.840		1769.824	
kVA <sub>r</sub> :	230.9	128.7	216.9	128.7	161.8	184.6	609.6	441.9
TOT :	359.531		345.609		346.407		1051.547	
kVA :	427.6	278.0	402.7	275.3	274.6	403.7	1104.5	957.0
TOT :	704.903		677.452		676.293		2058.647	
PF :	.8417	.8864	.8425	.8840	.8078	.8894	.8339	.8870
TOT :	.8601		.8601		.8589		.8597	
LOSSES	(A)	(B)	(A)	(B)	(C)	(A)	(B)	(C)
kW :	114.836	80.389	80.389	80.389	77.824	273.049		
kVA <sub>r</sub> :	14.200	10.989	10.989	10.989	9.810	34.999		
kVA :	115.711	81.137	81.137	81.137	78.440	275.283		
CAPAC	(A-N)	(A-B)	(B-N)	(B-C)	(C-N)	(C-A)	WYE	DELTA
R-kVA :	250.0	.0	250.0	.0	250.0	.0	750.0	.0
TOT :	250.000		250.000		250.000		750.000	
A-kVA :	265.7	.0	264.8	.0	265.9	.0	796.3	.0
TOT :	265.658		264.760		265.869		796.287	

--- V O L T A G E P R O F I L E ---- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:18 HOURS ----  
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	mi.to SR
	A-N		B-N		C-N		
800	1.0500	at .00	1.0500	at -120.00	1.0500	at 120.00	.000
802	1.0475	at -.05	1.0484	at -120.07	1.0484	at 119.95	.489
806	1.0457	at -.08	1.0474	at -120.11	1.0474	at 119.92	.816
808	1.0136	at -.75	1.0296	at -120.95	1.0289	at 119.30	6.920
810			1.0294	at -120.95			8.020
812	.9763	at -1.57	1.0100	at -121.92	1.0069	at 118.59	14.023
814	.9467	at -2.26	.9945	at -122.70	.9893	at 118.01	19.653
RG10	1.0177	at -2.26	1.0255	at -122.70	1.0203	at 118.01	19.654
850	1.0176	at -2.26	1.0255	at -122.70	1.0203	at 118.01	19.655
816	1.0172	at -2.26	1.0253	at -122.71	1.0200	at 118.01	19.714
818	1.0163	at -2.27					20.038
820	.9926	at -2.32					29.157
822	.9895	at -2.33					31.760
824	1.0082	at -2.37	1.0158	at -122.94	1.0116	at 117.76	21.648
826			1.0156	at -122.94			22.222
828	1.0074	at -2.38	1.0151	at -122.95	1.0109	at 117.75	21.807
830	.9894	at -2.63	.9982	at -123.39	.9938	at 117.25	25.678
854	.9890	at -2.64	.9978	at -123.40	.9934	at 117.24	25.777
852	.9581	at -3.11	.9680	at -124.18	.9637	at 116.33	32.752
RG11	1.0359	at -3.11	1.0345	at -124.18	1.0360	at 116.33	32.752
832	1.0359	at -3.11	1.0345	at -124.18	1.0360	at 116.33	32.754
858	1.0336	at -3.17	1.0322	at -124.28	1.0338	at 116.22	33.682
834	1.0309	at -3.24	1.0295	at -124.39	1.0313	at 116.09	34.786
842	1.0309	at -3.25	1.0294	at -124.39	1.0313	at 116.09	34.839
844	1.0307	at -3.27	1.0291	at -124.42	1.0311	at 116.06	35.095
846	1.0309	at -3.32	1.0291	at -124.46	1.0313	at 116.01	35.784
848	1.0310	at -3.32	1.0291	at -124.47	1.0314	at 116.00	35.885
860	1.0305	at -3.24	1.0291	at -124.39	1.0310	at 116.09	35.169
836	1.0303	at -3.23	1.0287	at -124.39	1.0308	at 116.09	35.677
840	1.0303	at -3.23	1.0287	at -124.39	1.0308	at 116.09	35.839
862	1.0303	at -3.23	1.0287	at -124.39	1.0308	at 116.09	35.730
838			1.0285	at -124.39			36.650
864	1.0336	at -3.17					33.989
XF10	.9997	at -4.63	.9983	at -125.73	1.0000	at 114.82	32.754
888	.9996	at -4.64	.9983	at -125.73	1.0000	at 114.82	32.754
890	.9167	at -5.19	.9235	at -126.78	.9177	at 113.98	34.754
856			.9977	at -123.41			30.195

----- V O L T A G E R E G U L A T O R D A T A ----- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:22 HOURS --  
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

[NODE]	--[VREG]	-----[SEG]	-----[NODE]	MODEL	OPT	BNDW		
814	RG10	850	850	Phase A & B & C, Wye	RX	2.00		
.....								
	PHASE	LDCTR	VOLT HOLD	R-VOLT	X-VOLT	PT RATIO	CT RATE	TAP
	1		122.000	2.700	1.600	120.00	100.00	12
	2		122.000	2.700	1.600	120.00	100.00	5
	3		122.000	2.700	1.600	120.00	100.00	5
.....								
[NODE]	--[VREG]	-----[SEG]	-----[NODE]	MODEL	OPT	BNDW		
852	RG11	832	832	Phase A & B & C, Wye	RX	2.00		
.....								
	PHASE	LDCTR	VOLT HOLD	R-VOLT	X-VOLT	PT RATIO	CT RATE	TAP
	1		124.000	2.500	1.500	120.00	100.00	13

2	124.000	2.500	1.500	120.00	100.00	11
3	124.000	2.500	1.500	120.00	100.00	12

**- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS -**

**SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34**

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)	PHASE B (LINE B)	PHASE C (LINE C)	UNT	O/L< 60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 800	VOLTS:	1.050	.00	1.050 -120.00	1.050	120.00 MAG/ANG
kV11 24.900		NO LOAD OR CAPACITOR REPRESENTED AT SOURCE NODE				
TO NODE 802	.....:	51.56	-12.74	44.57 -127.70	40.92	117.37 AMP/DG
<802 > LOSS=	3.472:	( 1.637)		( .978)	( .858)	kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 802	VOLTS:	1.047	-.05	1.048 -120.07	1.048	119.95 MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00 .00	.00	.00 kW/kVR
kV11 24.900	CAP:	.00		.00		.00 kVR
FROM NODE 800	.....:	51.58	-12.80	44.57 -127.76	40.93	117.31 AMP/DG
<802 > LOSS=	3.472:	( 1.637)		( .978)	( .858)	kW
TO NODE 806	.....:	51.58	-12.80	44.57 -127.76	40.93	117.31 AMP/DG
<806 > LOSS=	2.272:	( 1.102)		( .618)	( .552)	kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 806	VOLTS:	1.046	-.08	1.047 -120.11	1.047	119.92 MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00 .00	.00	.00 kW/kVR
kV11 24.900	CAP:	.00		.00		.00 kVR
FROM NODE 802	.....:	51.59	-12.83	42.47 -126.83	39.24	118.52 AMP/DG
<806 > LOSS=	2.272:	( 1.102)		( .618)	( .552)	kW
TO NODE 808	.....:	51.59	-12.83	42.47 -126.83	39.24	118.52 AMP/DG
<808 > LOSS=	41.339:	( 20.677)		( 10.780)	( 9.882)	kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 808	VOLTS:	1.014	-.75	1.030 -120.95	1.029	119.30 MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00 .00	.00	.00 kW/kVR
kV11 24.900	CAP:	.00		.00		.00 kVR
FROM NODE 806	.....:	51.76	-13.47	42.46 -127.59	39.28	117.76 AMP/DG
<808 > LOSS=	41.339:	( 20.677)		( 10.780)	( 9.882)	kW
TO NODE 810	.....:			1.22 -144.62		AMP/DG
<810 > LOSS=	.002:			( .002)		kW
TO NODE 812	.....:	51.76	-13.47	41.30 -127.10	39.28	117.76 AMP/DG
<812 > LOSS=	47.531:	( 24.126)		( 11.644)	( 11.761)	kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 810	VOLTS:			1.029 -120.95		MAG/ANG
	-LD:			.00 .00		kW/kVR
kV11 24.900	CAP:			.00		kVR
FROM NODE 808	.....:			.00 .00		AMP/DG
<810 > LOSS=	.002:			( .002)		kW

- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS

SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)		PHASE B (LINE B)		PHASE C (LINE C)		UNT O/L< 60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 812	VOLTS:	.976	-1.57	1.010	-121.92	1.007	118.59	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 808	.....:	51.95	-14.18	41.29	-127.99	39.33	116.90	AMP/DG
<812 > LOSS=	47.531:	( 24.126)		( 11.644)		( 11.761)		kW
TO NODE 814	.....:	51.95	-14.18	41.29	-127.99	39.33	116.90	AMP/DG
<814 > LOSS=	37.790:	( 19.245)		( 9.140)		( 9.404)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 814	VOLTS:	.947	-2.26	.994	-122.70	.989	118.01	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 812	.....:	52.10	-14.73	41.29	-128.69	39.37	116.23	AMP/DG
<814 > LOSS=	37.790:	( 19.245)		( 9.140)		( 9.404)		kW
TO NODE RG10	<VRG>..:	52.10	-14.73	41.29	-128.69	39.37	116.23	AMP/DG
<RG10 > LOSS=	.000:	( .000)		( .000)		( .000)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: RG10	VOLTS:	1.018	-2.26	1.026	-122.70	1.020	118.01	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 814	<VRG>:	48.47	-14.73	40.04	-128.69	38.17	116.23	AMP/DG
<RG10 > LOSS=	.000:	( .000)		( .000)		( .000)		kW
TO NODE 850	.....:	48.47	-14.73	40.04	-128.69	38.17	116.23	AMP/DG
<850 > LOSS=	.017:	( .008)		( .005)		( .005)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 850	VOLTS:	1.018	-2.26	1.026	-122.70	1.020	118.01	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE RG10	.....:	48.47	-14.73	40.04	-128.69	38.17	116.23	AMP/DG
<850 > LOSS=	.017:	( .008)		( .005)		( .005)		kW
TO NODE 816	.....:	48.47	-14.73	40.04	-128.69	38.17	116.23	AMP/DG
<816 > LOSS=	.538:	( .254)		( .145)		( .139)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 816	VOLTS:	1.017	-2.26	1.025	-122.71	1.020	118.01	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 850	.....:	48.47	-14.74	40.04	-128.70	38.17	116.23	AMP/DG
<816 > LOSS=	.538:	( .254)		( .145)		( .139)		kW
TO NODE 818	.....:	13.02	-26.69					AMP/DG
<818 > LOSS=	.154:	( .154)						kW
TO NODE 824	.....:	35.83	-10.42	40.04	-128.70	38.17	116.23	AMP/DG
<824 > LOSS=	14.181:	( 4.312)		( 5.444)		( 4.425)		kW

- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS -

SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)	PHASE B (LINE B)	PHASE C (LINE C)	UNT O/L< 60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*					
NODE: 818	VOLTS:	1.016	-2.27		MAG/ANG
	-LD:	.00	.00		kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		kVR
FROM NODE 816	.....:	13.03	-26.77		AMP/DG
<818 > LOSS=	.154:	( .154)			kW
TO NODE 820	.....:	13.03	-26.77		AMP/DG
<820 > LOSS=	3.614:	( 3.614)			kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*					
NODE: 820	VOLTS:	.993	-2.32		MAG/ANG
	-LD:	.00	.00		kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		kVR
FROM NODE 818	.....:	10.62	-28.98		AMP/DG
<820 > LOSS=	3.614:	( 3.614)			kW
TO NODE 822	.....:	10.62	-28.98		AMP/DG
<822 > LOSS=	.413:	( .413)			kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*					
NODE: 822	VOLTS:	.990	-2.33		MAG/ANG
	-LD:	.00	.00		kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		kVR
FROM NODE 820	.....:	.00	.00		AMP/DG
<822 > LOSS=	.413:	( .413)			kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*					
NODE: 824	VOLTS:	1.008	-2.37	1.016 -122.94	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00 .00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00	.00 .00	kVR
FROM NODE 816	.....:	35.87	-10.70	39.82 -129.02	AMP/DG
<824 > LOSS=	14.181:	( 4.312)		( 5.444)	kW
TO NODE 826	.....:			3.10 -148.92	AMP/DG
<826 > LOSS=	.008:			( .008)	kW
TO NODE 828	.....:	35.87	-10.70	36.93 -127.39	AMP/DG
<828 > LOSS=	1.108:	( .361)		( .393)	kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*					
NODE: 826	VOLTS:			1.016 -122.94	MAG/ANG
	-LD:			.00 .00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:			.00 .00	kVR
FROM NODE 824	.....:			.00 .00	AMP/DG
<826 > LOSS=	.008:			( .008)	kW

- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS --

SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)		PHASE B (LINE B)		PHASE C (LINE C)		UNT	O/L< 60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----									
NODE: 828	VOLTS:	1.007	-2.38	1.015	-122.95	1.011	117.75	MAG/ANG	
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR	
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR	
FROM NODE 824	.....:	35.87	-10.72	36.93	-127.41	37.77	116.42	AMP/DG	
<828 > LOSS=	1.108:	( .361)		( .393)		( .354)		kW	
TO NODE 830	.....:	35.87	-10.72	36.93	-127.41	37.77	116.42	AMP/DG	
<830 > LOSS=	26.587:	( 8.443)		( 9.214)		( 8.930)		kW	
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----									
NODE: 830	VOLTS:	.989	-2.63	.998	-123.39	.994	117.25	MAG/ANG	
	D-LD:	9.95	4.98	9.86	4.93	24.55	9.82	kW/kVR	
kV11 24.900	Y CAP:		.00		.00		.00	kVR	
FROM NODE 828	.....:	35.43	-11.06	36.91	-127.92	37.79	115.96	AMP/DG	
<830 > LOSS=	26.587:	( 8.443)		( 9.214)		( 8.930)		kW	
TO NODE 854	.....:	34.22	-9.97	36.19	-127.47	36.49	116.26	AMP/DG	
<854 > LOSS=	.635:	( .197)		( .227)		( .211)		kW	
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----									
NODE: 854	VOLTS:	.989	-2.64	.998	-123.40	.993	117.24	MAG/ANG	
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR	
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR	
FROM NODE 830	.....:	34.23	-9.99	36.19	-127.48	36.49	116.25	AMP/DG	
<854 > LOSS=	.635:	( .197)		( .227)		( .211)		kW	
TO NODE 852	.....:	34.23	-9.99	35.93	-127.72	36.49	116.25	AMP/DG	
<852 > LOSS=	44.798:	( 13.996)		( 15.778)		( 15.023)		kW	
TO NODE 856	.....:			.31	-98.70			AMP/DG	
<856 > LOSS=	.001:			( .001)				kW	
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----									
NODE: 852	VOLTS:	.958	-3.11	.968	-124.18	.964	116.33	MAG/ANG	
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR	
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR	
FROM NODE 854	.....:	34.35	-11.00	35.90	-128.66	36.52	115.41	AMP/DG	
<852 > LOSS=	44.798:	( 13.996)		( 15.778)		( 15.023)		kW	
TO NODE RG11	.<VRG>..:	34.35	-11.00	35.90	-128.66	36.52	115.41	AMP/DG	
<RG11 > LOSS=	.000:	( .000)		( .000)		( .000)		kW	
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----									
NODE: RG11	VOLTS:	1.036	-3.11	1.035	-124.18	1.036	116.33	MAG/ANG	
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR	
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR	
FROM NODE 852	<VRG>:	31.77	-11.00	33.59	-128.66	33.98	115.41	AMP/DG	
<RG11 > LOSS=	.000:	( .000)		( .000)		( .000)		kW	
TO NODE 832	.....:	31.77	-11.00	33.59	-128.66	33.98	115.41	AMP/DG	
<832 > LOSS=	.011:	( .003)		( .004)		( .004)		kW	

- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS -

SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)		PHASE B (LINE B)		PHASE C (LINE C)		UNT	O/L< 60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----									
NODE: 832	VOLTS:	1.036	-3.11	1.035	-124.18	1.036	116.33	MAG/ANG	
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR	
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR	
FROM NODE RG11	.....:	31.77	-11.00	33.59	-128.66	33.98	115.41	AMP/DG	
<832 > LOSS=	.011:	( .003)		( .004)		( .004)		kW	
TO NODE 858	.....:	21.31	.47	23.40	-116.89	24.34	128.36	AMP/DG	
<858 > LOSS=	2.467:	( .643)		( .997)		( .827)		kW	
TO NODE XF10	.....:	11.68	-32.29	11.70	-152.73	11.61	87.39	AMP/DG <	
<XF10 > LOSS=	9.625:	( 3.196)		( 3.241)		( 3.187)		kW	
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----									
NODE: 858	VOLTS:	1.034	-3.17	1.032	-124.28	1.034	116.22	MAG/ANG	
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR	
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR	
FROM NODE 832	.....:	20.86	.86	23.13	-116.39	24.02	128.48	AMP/DG	
<858 > LOSS=	2.467:	( .643)		( .997)		( .827)		kW	
TO NODE 834	.....:	20.73	1.01	23.13	-116.39	24.02	128.48	AMP/DG	
<834 > LOSS=	2.798:	( .717)		( 1.145)		( .936)		kW	
TO NODE 864	.....:	.14	-22.82					AMP/DG	
<864 > LOSS=	.000:	( .000)						kW	
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----									
NODE: 834	VOLTS:	1.031	-3.24	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG	
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR	
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR	
FROM NODE 858	.....:	20.29	2.18	22.37	-116.07	23.23	130.06	AMP/DG	
<834 > LOSS=	2.798:	( .717)		( 1.145)		( .936)		kW	
TO NODE 842	.....:	14.75	34.68	16.30	-95.63	15.12	151.05	AMP/DG	
<842 > LOSS=	.064:	( .015)		( .032)		( .017)		kW	
TO NODE 860	.....:	11.16	-43.05	9.09	-154.82	10.60	99.34	AMP/DG	
<860 > LOSS=	.141:	( .021)		( .104)		( .017)		kW	
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----									
NODE: 842	VOLTS:	1.031	-3.25	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG	
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR	
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR	
FROM NODE 834	.....:	14.74	34.67	16.30	-95.64	15.12	151.03	AMP/DG	
<842 > LOSS=	.064:	( .015)		( .032)		( .017)		kW	
TO NODE 844	.....:	14.74	34.67	16.30	-95.64	15.12	151.03	AMP/DG	
<844 > LOSS=	.306:	( .068)		( .156)		( .083)		kW	

- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS --

SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)		PHASE B (LINE B)		PHASE C (LINE C)		UNT O/L< 60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 844	VOLTS:	1.031	-3.27	1.029	-124.42	1.031	116.06	MAG/ANG
	Y-LD:	143.41	111.54	142.97	111.20	143.51	111.62	kW/kVR
kV11 24.900	Y CAP:		106.23		105.90		106.31	kVR
FROM NODE 842	.....:	14.47	37.12	16.29	-95.71	15.11	150.97	AMP/DG
<844 > LOSS=	.306:	( .068)		( .156)		( .083)		kW
TO NODE 846	.....:	9.83	78.88	9.40	-63.87	9.40	-170.67	AMP/DG
<846 > LOSS=	.323:	( .043)		( .212)		( .068)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 846	VOLTS:	1.031	-3.32	1.029	-124.46	1.031	116.01	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 844	.....:	9.76	78.80	9.40	-52.54	9.78	-161.93	AMP/DG
<846 > LOSS=	.323:	( .043)		( .212)		( .068)		kW
TO NODE 848	.....:	9.76	78.80	9.40	-52.54	9.78	-161.93	AMP/DG
<848 > LOSS=	.048:	( .007)		( .031)		( .010)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 848	VOLTS:	1.031	-3.32	1.029	-124.47	1.031	116.00	MAG/ANG
	D-LD:	20.00	16.00	20.00	16.00	20.00	16.00	kW/kVR
kV11 24.900	Y CAP:		159.43		158.86		159.56	kVR
FROM NODE 846	.....:	9.76	78.79	9.77	-42.47	9.78	-161.94	AMP/DG
<848 > LOSS=	.048:	( .007)		( .031)		( .010)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 860	VOLTS:	1.030	-3.24	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG
	Y-LD:	20.00	16.00	20.00	16.00	20.00	16.00	kW/kVR
kV11 24.900	Y CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 834	.....:	5.87	-33.62	7.68	-156.52	5.29	86.10	AMP/DG
<860 > LOSS=	.141:	( .021)		( .104)		( .017)		kW
TO NODE 836	.....:	4.16	-30.19	5.96	-154.63	3.60	90.25	AMP/DG
<836 > LOSS=	.039:	( -.035)		( .103)		( -.028)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 836	VOLTS:	1.030	-3.23	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 860	.....:	1.49	-19.83	4.42	-150.74	1.74	68.08	AMP/DG
<836 > LOSS=	.039:	( -.035)		( .103)		( -.028)		kW
TO NODE 840	.....:	1.50	-20.01	2.33	-151.97	1.75	68.00	AMP/DG
<840 > LOSS=	.002:	( -.014)		( .026)		( -.010)		kW
TO NODE 862	.....:	.00	.00	2.09	-149.38	.00	.00	AMP/DG
<862 > LOSS=	.000:	( -.005)		( .009)		( -.004)		kW

- RADIAL POWER FLOW --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS ---  
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)		PHASE B (LINE B)		PHASE C (LINE C)		UNT O/L< 60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 840	VOLTS:	1.030	-3.23	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG
	Y-LD:	9.27	7.21	9.26	7.20	9.28	7.22	kW/kVR
kV11 24.900	Y CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 836	.....:	.79	-41.11	.79	-162.26	.79	78.21	AMP/DG
<840 > LOSS=	.002:	( -.014)		( .026)		( -.010)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 862	VOLTS:	1.030	-3.23	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 836	.....:	.00	.00	2.09	-149.50	.00	.00	AMP/DG
<862 > LOSS=	.000:	( -.005)		( .009)		( -.004)		kW
TO NODE 838	.....:			2.09	-149.50			AMP/DG
<838 > LOSS=	.004:			( .004)				kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 838	VOLTS:			1.029	-124.39			MAG/ANG
	-LD:			.00	.00			kW/kVR
kV11 24.900	CAP:				.00			kVR
FROM NODE 862	.....:			.00	.00			AMP/DG
<838 > LOSS=	.004:			( .004)				kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 864	VOLTS:	1.034	-3.17					MAG/ANG
	-LD:	.00	.00					kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00					kVR
FROM NODE 858	.....:	.00	.00					AMP/DG
<864 > LOSS=	.000:	( .000)						kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: XF10	VOLTS:	1.000	-4.63	.998	-125.73	1.000	114.82	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 4.160	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 832	.....:	69.90	-32.29	70.04	-152.73	69.50	87.39	AMP/DG <
<XF10 > LOSS=	9.625:	( 3.196)		( 3.241)		( 3.187)		kW
TO NODE 888	.....:	69.90	-32.29	70.04	-152.73	69.50	87.39	AMP/DG
<888 > LOSS=	.000:	( .000)		( .000)		( .000)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 888	VOLTS:	1.000	-4.64	.998	-125.73	1.000	114.82	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 4.160	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE XF10	.....:	69.90	-32.29	70.04	-152.73	69.50	87.39	AMP/DG
<888 > LOSS=	.000:	( .000)		( .000)		( .000)		kW
TO NODE 890	.....:	69.90	-32.29	70.04	-152.73	69.50	87.39	AMP/DG
<890 > LOSS=	32.760:	( 11.638)		( 9.950)		( 11.173)		kW

- RADIAL POWER FLOW DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS --  
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

```

-----
      NODE      VALUE      PHASE A      PHASE B      PHASE C      UNT O/L<
                          (LINE A)      (LINE B)      (LINE C)      60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----
NODE: 890      VOLTS:      .917  -5.19   .924 -126.78   .918  113.98  MAG/ANG
              D-LD:      139.11  69.55  137.56  68.78  137.01  68.50  kW/kVR
kVl1  4.160    Y CAP:      .00      .00      .00
FROM NODE 888      . . . . .:  69.91  -32.31   70.05 -152.75   69.51  87.37  AMP/DG
<890  > LOSS= 32.760:  ( 11.638)      ( 9.950)      ( 11.173)      kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----
NODE: 856      VOLTS:      .998 -123.41      MAG/ANG
              -LD:      .00      .00      kW/kVR
kVl1  24.900    CAP:      .00      .00      kVR
FROM NODE 854      . . . . .:  .00      .00      AMP/DG
<856  > LOSS= .001:  ( .001)      kW
  
```

## **ANEXO G. Código para la construcción de la matriz AAM para el sistema de 34 barras.**

Para poder emplear este código, antes se debe tener una serie de registros, los cuales tienen datos almacenados de los que sucede en el sistema cuando se presentan fallas, y a partir de estos datos es que se pasa a la construcción de la matriz de fallas (MF), y posteriormente, se construye la matriz AAM.

Con este código la matriz AMM de 34 barras se construye por columnas, por tal razón toca ir variando el número de la barra para poder construir la matriz, por ejemplo para obtener la columna 32, que corresponde a la barra 61, en este código donde `matriz_v`, toca hacer la igualdad a: `matriz_v=[vN061b]`.

Si se desea construir la columna que corresponde a la posición 1 (`vNf01`), entonces en el código tocaría escribir: `matriz_v=[ vNf01]`, y así sucesivamente.

```
function out=MRA_solve(ft,rft)
```

```
% ft=tipos de fallas 1-11
```

```
% n=puntos de falla 1-59
```

```
% rf= 1-4
```

```
k=0;
```

```
for f=1:ft
```

```
    if f==1
```

```
        v3phase=[1 2 3 4 5 6 7 8 11 12 13 14 15 16 25 26 27 28 29 30 33 34 35 36  
37 38 39 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 ...
```

```

    19 17 20 21 22 23 40 41];

elseif f==2

    v3phase=[1 2 3 4 5 6 7 8 11 12 13 14 15 16 25 26 27 28 29 30 33 34 35 36
37 38 39 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 ...

    9 10 18 24 31 32 60 61];

else

    v3phase=[1 2 3 4 5 6 7 8 11 12 13 14 15 16 25 26 27 28 29 30 33 34 35 36
37 38 39 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59];

end

for nn=1:length(v3phase)

    n=v3phase(nn);

    for rf=1:rft

        if f<10 & n<10

            name=[char(strcat('falla0',num2str(f),'_b00',num2str(n),'_rf0',num2str(rf)))]];

        elseif f<10 & n>=10

            name=[char(strcat('falla0',num2str(f),'_b0',num2str(n),'_rf0',num2str(rf)))]];

        elseif f>=10 & n<10

            name=[char(strcat('falla',num2str(f),'_b00',num2str(n),'_rf0',num2str(rf)))]];

        else

            name=[char(strcat('falla',num2str(f),'_b0',num2str(n),'_rf0',num2str(rf)))]];

        end
    end
end

```

```

%
%
%     else
    load(name);
    k=k+1;
    matriz_v=[vN061b];
%%

vrms=time2rms(matriz_v,128);
vrms_min=min(min((vrms(800:1400,:))));
z(k)=vrms_min;

if z(k)<=(0.9*14376.0217)
    count_sag(k)=1;
    %vector(k) = 1 ;
else
    count_sag(k)=0;% filas son las fallas y las columnas son los nodos
    %vector(k) = 0 ;

```

```
end
```

```
out=count_sag';
```

```
% out=z;
```

```
end
```

```
end
```

```
end
```

```
end
```

## **ANEXO H. Fuentes bibliográficas (Medio magnético)**

**ANEXO I. SISTEMA 33 Barras AAM (Medio magnético)**

**ANEXO J. Sistema 33 Barras ATAM (Medio magnético)**

**ANEXO K. Sistema 34 Barras AAM (Medio magnético)**

**ANEXO L. Revisión bibliográfica (Medio magnético)**